



Erdgas: Die Brücke ins regenerative Zeitalter

Bewertung des Energieträgers Erdgas
und seiner Importabhängigkeit

Hintergrundbericht im Auftrag der Greenpeace Deutschland e.V.

25.08.2010

Endbericht

Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer (Projektleitung)

Dipl.-Ing. Karin Arnold

Dipl.-Geographin Carmen Dienst

Dr. Stefan Lechtenböhmer

Dipl.-Physiker Frank Merten

Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick

Dr. Nikolaus Supersberger

Dipl.-Biol. Christoph Zeiss

Wuppertal, 25.08.2010

Ansprechpartner:

*Prof. Dr.-Ing. Manfred Fishedick
Dipl.-Ing. Dietmar Schüwer*

Forschungsgruppe 1 „Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen“

*Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
Postfach 10 04 80
42004 Wuppertal*

*Tel.: (0202) 2492 - 121 (MF) - 288 (DSch)
Fax: (0202) 2492 - 198
E-Mail: manfred.fishedick@wupperinst.org
dietmar.schuewer@wupperinst.org
Internet: www.wupperinst.org*

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG.....	1
2	WELCHE ERDGAS-ANWENDUNGEN SIND TYPISCH FÜR HEUTE UND ZUKUNFTSFÄHIG FÜR MORGEN?	3
2.1	ERDGASANWENDUNGEN IM WÄRMEMARKT	3
	Erdgasanwendungen im Wohnungsbestand.....	4
	Erdgasanwendungen im Neubau.....	5
	Ökobilanz von Heizsystemen.....	6
	Der schlafende Riese: Energiesparpotenziale im Gebäudebestand	8
	Fazit für den Einsatz von Erdgas im Wärmesektor.....	9
2.2	ERDGASANWENDUNGEN IM STROMMARKT.....	10
	Große Erdgaskraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung.....	11
	CO ₂ - und Treibhausgasbilanz von Kraftwerken	13
	Anforderungen an Kraftwerke im zukünftigen Strommix	14
	Fazit für den Einsatz von Erdgas im Stromsektor.....	19
2.3	ERDGAS IM VERKEHRSEKTOR: WEGBEREITER FÜR GASFÖRMIGE REGENERATIVE KRAFTSTOFFE 20	
	Vor- und Nachteile von Erdgas als Kraftstoff	20
	Aktuelle Rahmenbedingungen und Perspektiven	22
	Fazit für Erdgas als Kraftstoff.....	23
2.4	FAZIT FÜR ERDGASANWENDUNGEN IN DEN SEKTOREN WÄRME, STROM UND VERKEHR	23
3	SZENARIENAUSBLICK: DIE ROLLE VON ERDGAS FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG VON HEUTE UND MORGEN	25
4	WOHER BEZIEHEN WIR ERDGAS HEUTE UND WAS WIRD SICH DARAN ZUKÜNFTIG ÄNDERN?	31
4.1	IMPORTMIX HEUTE	31
4.2	VERTEILUNG DER GLOBALEN ERDGASRESERVEN UND -RESSOURCEN	34
4.3	ZUKÜNFTIGE LIEFERSTRUKTUREN.....	35
	LNG	36
	Entwicklung der Gasproduktion in Russland.....	37
4.4	BIOMETHAN AUS BIOMASSE	38
4.5	EXKURS: DIE ROLLE RUSSLANDS UND DIE SICHERHEIT DER DEUTSCHEN UND EUROPÄISCHEN GASVERSORGUNG	40
	Erdgas als strategische Ressource	40
	Transitrouten für russisches Erdgas	41
	Die Rolle der Gazprom im Europäischen Endkundenmarkt.....	42
	Fazit.....	42
5	SCHLUSSFOLGERUNGEN.....	45
	Anwendungen von Erdgas	45
	Bereitstellung von Erdgas	46
	Erdgas als Brücke ins regenerative Zeitalter.....	47
	LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS.....	49

Tabellen

Tab. 2-1 Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Wirkungsgraden fossiler Großkraftwerke mit und ohne Wärmeauskoppelung _____	12
Tab. 2-3 Typische Kenngrößen thermischer Kraftwerke _____	17
Tab. 2-5 Vor- und Nachteile von Erdgas als Kraftstoff im Vergleich zu Benzin und Diesel ____	21
Tab. 3-1 Erdgasanteile für verschiedene Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 (Erdgasanteil 2008: 22,1 %) _____	27

Abbildungen

Abb. 2-1 Historisch gewachsene Bedeutung des Erdgaseinsatzes und heutige sektorale Aufteilung _____	3
Abb. 2-3 Erdgas ist dominierender Energieträger im Wohnungsbestand _____	4
Abb. 2-5 Alternative Heizungssysteme gewinnen im Neubau an Bedeutung _____	6
Abb. 2-7 Innovative Heizungssysteme vermindern die Treibhausgasemissionen (inkl. Vorketten) um 24 % bis 85 % gegenüber dem Referenzsystem Gas- Brennwerttechnik _____	7
Abb. 2-9 Sowohl im Bestand als auch im Wohnungsneubau schlummern gewaltige Energiesparpotenziale _____	9
Abb. 2-11 Zukünftig sinnvolle Heizungstechnologien für den Einsatz von Erdgas und Biogas ____	9
Abb. 2-12 Die Bedeutung von erneuerbaren Energien und Erdgas nimmt im Stromsektor zu. _	11
Abb. 2-14 Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von fossilen und regenerativen Kraftwerken mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung bzw. mit und ohne CCS (Carbon Capture and Storage) _____	13
Abb. 2-16 Deckung der Nachfragelast durch fossile und erneuerbare Kraftwerke im heutigen Stromsystem (links) und im zukünftigen Stromsystem mit hohen EE-Anteilen (rechts) 14	
Abb. 2-18 Darstellung der residualen Last im Jahresverlauf bei einem EE-Anteil von 47 % (im BEE-Szenario angenommen für das Jahr 2020) _____	15
Abb. 2-20 Entwicklung von Erdgasfahrzeugen und Tankstellen in Deutschland _____	20
Abb. 2-22 Entwicklung des absoluten Erdgasverbrauchs nach BMU-Leitstudie 2008: Einsparungen im Wärmesektor können den verstärkten Erdgaseinsatz im Stromsektor überkompensieren. _____	24
Abb. 2-24 THG-Einsparungen durch Biomethan in verschiedenen Anwendungspfaden gegenüber der Entwicklung im Leitszenario 2008 _____	24

Abb. 3-1 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2020 verschiedener Klimaschutzszenarien (Erdgaseinsatz hervorgehoben)	25
Abb. 3-3 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2030 verschiedener Klimaschutzszenarien relativ zum Jahr 2008	26
Abb. 3-5 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2050 verschiedener Klimaschutzszenarien	27
Abb. 3-7 Vergleich des Stromerzeugungsmixes in 2030 und 2050 für verschiedene Klimaschutzszenarien	28
Abb. 4-1 Erdgasbezug nach Lieferländern (Deutschland ¹ : inkl. inländischer Förderung; EU- 27 ² : nur Importe, ohne Förderung innerhalb der EU)	32
Abb. 4-3 Importabhängigkeit ¹ und Anteile am Bruttoinlandsverbrauch ² für Erdgas in den Ländern der EU-27	33
Abb. 4-5 Verteilung der globalen Erdgasreserven (Stand 2008)	34
Abb. 4-7 Entwicklung des Aufkommens, des Verbrauchs und der Lieferstruktur am deutschen Erdgasmarkt	35
Abb. 4-9 Erdgasfernleitungsnetz und LNG-Terminals in Europa (vorhanden, in Bau oder Planung)	37

1 Einleitung

Neueste wissenschaftliche Erkenntnisse aus der Klimaforschung zeigen, dass die klimatischen Veränderungen schneller und gravierender ausfallen werden, als es noch vor einigen Jahren erwartet wurde. Dementsprechend steigt der Handlungsdruck, die anthropogenen CO₂-Emissionen sehr bald und sehr drastisch absenken zu müssen¹. Dies erfordert in den kommenden Jahrzehnten einen radikalen Umbau der gegenwärtigen Energieversorgungssysteme hin zu langfristig tragfähigen nachhaltigen Strukturen. Neben der Energieeffizienz auf der Nachfrage- und Angebotsseite kommt den erneuerbaren Energien eine Schlüsselstellung bei der Lösung der Klima-, aber auch der Energieversorgungsprobleme zu. Eine regenerative Vollversorgung im Bereich der Stromerzeugung erscheint bis zur Mitte des Jahrhunderts aus heutiger Perspektive möglich zu sein, wenn die Ausbau- und Entwicklungsdynamik der letzten 10 Jahre, in denen der Stromerzeugungsanteil von 5,4 % auf über 16 % (Stand: 2009) angestiegen ist, aufrecht erhalten werden kann. Bis dahin werden fossile Energiequellen weiterhin ihren Platz haben und mittelfristig den Großteil des Energiebedarfs decken müssen. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie die Brücke zu diesem Ziel aussehen kann und welche Form der konventionellen Strombereitstellung den Ausbau der erneuerbaren Energien am besten begleiten kann.

Die hier vorliegende Untersuchung fokussiert auf die Frage, welche besondere Rolle die Verwendung von Erdgas in diesem Kontext spielen kann und ob Erdgas eine Brückenfunktion einnehmen kann: Im Gegensatz zur Kohle handelt es sich bei Erdgas um einen deutlich kohlenstoff- und emissionsärmeren Brennstoff² und im Gegensatz zur Kernenergie um eine risikoärmere Technologie³. Erdgasanwendungen bieten auch in technologischer Hinsicht viele Vorteile wie flexible Fahrweise (hohe Leistungsdynamik), vielfältige Einsatzmöglichkeiten sowohl in groß- als auch in kleinskaligen Anwendungen (zentrale / dezentrale Versorgung), hohe Effizienz der Anwendungen (GuD-Anlagen, Brennstoffzellen...) und hervorragende Eignung zur Kraft-Wärme-Kopplung. Zudem stehen für diese leitungsgebundene Energieform bereits gut ausgebaute Erdgasnetze und -speicher zur Verfügung, die durch neue Verfahren (Power to Gas) zukünftig auch direkt für die Systemintegration erneuerbarer Energien Verwendung finden könnten.

All diesen Vorzügen steht der Vorbehalt entgegen, dass es sich auch bei Erdgas um einen fossilen und somit endlichen Energieträger handelt. Darüber hinaus werden die politischen Beziehungen zu wichtigen Erdgaslieferanten, in erster Linie Russland, von verschiedenen Akteuren kritisch hinterfragt. Regelmäßig auftauchende „Erdgasstreits“ wie beispielsweise die Auseinandersetzung der Ukraine mit Russland im Winter 2008/2009 lassen in der Politik, in den Medien und auch in der Bevölkerung Zweifel aufkommen, ob zukünftig Erdgas als „Brückentechnologie“ überhaupt in ausreichender Menge und zu jeder Zeit zur Verfügung stehen kann.

¹ Siehe dazu z.B. Literatur von James Hansen (Klimawissenschaftler der NASA) (Hansen u. a., 2008) und vom Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU, 2009).

² Die spezifischen CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Erdgas liegen z.B. im Vergleich zu Braunkohle nur bei der Hälfte.

³ Heizöl wird hier nicht als Alternative in Betracht gezogen, da dieser Energieträger ebenfalls höhere Emissionen aufweist, nicht leitungsgebunden ist und in der Ressourcenverfügbarkeit noch deutlich schlechter abschneidet als Erdgas. Für den Stromsektor ist Heizöl zudem unbedeutend.

Zielsetzung des Hintergrundpapiers ist es daher zum einen, die oben skizzierten Stärken von Erdgas als mögliche Brückentechnologie herauszuarbeiten und zum anderen Fakten zur Erdgasversorgung von heute und morgen zu liefern. Es soll eine sachliche Grundlage geschaffen werden, die weder zum Ängste schüren noch zum Abwiegen Anlass geben soll.

Folgende Fragen werden in diesem Zusammenhang in den Kapiteln behandelt:

1. Welche Erdgas-Anwendungen sind typisch für heute und können als zukunftsfähig für morgen bezeichnet werden?
2. Welche Rolle spielt Erdgas für die Energieversorgung von heute und morgen – kann Erdgas eine Brückenfunktion wahrnehmen und helfen, den Weg in eine vollständig regenerative Energieversorgung zu ebnen?
3. Woher beziehen wir Erdgas heute und was wird sich daran zukünftig ändern – sind damit höhere Risiken für das Energiesystem verbunden?

2 Welche Erdgas-Anwendungen sind typisch für heute und zukunftsfähig für morgen?

Erdgas ist ein leitungsgebundener und breit einsetzbarer fossiler Primärenergieträger, dessen Verwendung in den vergangenen Jahrzehnten sehr stark an Bedeutung gewonnen hat (vgl. Abb. 2-1). Von den 88,3 Mrd. Kubikmetern Erdgas, die im Jahr 2006 in Deutschland eingesetzt wurden, entfielen 46 % auf Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungsbetriebe, 25 % auf die Industrie und 14 % auf den Kraftwerkssektor.

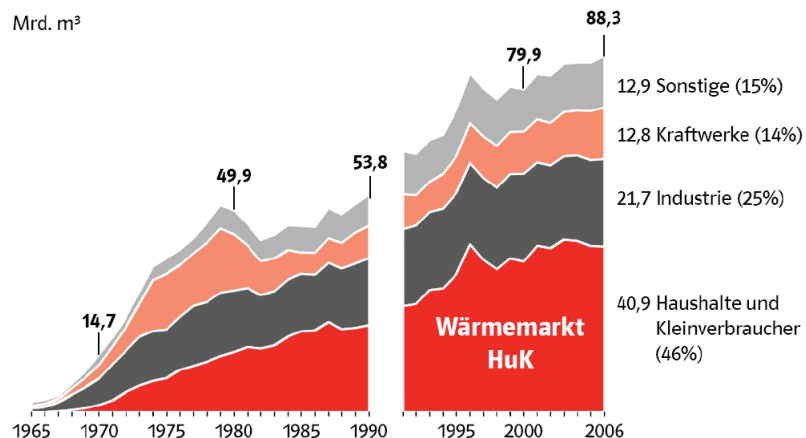


Abb. 2-1 Historisch gewachsene Bedeutung des Erdgaseinsatzes und heutige sektorale Aufteilung

Quelle: (Ramesohl, 2009)

Seit dem Höchststand im Jahr 2005 mit rund 980 Mrd. kWh stagniert der Erdgasabsatz jedoch (2006: 973 Mrd. kWh) bzw. ist leicht rückläufig (2007: 940 Mrd. kWh und 2008: 930 Mrd. kWh) (BDEW, 2009b).

Im Folgenden werden die Sektoren Wärme („Haushalte und Kleinverbraucher“ in Abb. 2-1), Strom („Kraftwerke“) und Verkehr (bislang noch von untergeordneter Bedeutung, siehe unter „Sonstige“) näher betrachtet.

Dabei wird aufgezeigt, dass sich aus Klima- und Ressourcenschutzgründen der Schwerpunkt des Erdgaseinsatzes, welcher sich heute klar im Wärmemarkt (Kap. 2.1) befindet, perspektivisch in den Stromsektor (Kap. 2.2) verschieben könnte und sollte. Innerhalb des Wärmesektors sollte Erdgas zukünftig möglichst nur noch in hocheffizienten Anwendungen eingesetzt werden, wie im folgenden Abschnitt beschrieben wird. Daneben kann Erdgas perspektivisch im Verkehrssektor als Brücke zu erneuerbaren gasförmigen Kraftstoffen dienen (s. Kap. 2.3).

2.1 Erdgasanwendungen im Wärmemarkt

Nach Jahrzehnten zunehmender Gasverbräuche im Wärmemarkt ist in den letzten Jahren eine Stagnation festzustellen. Sofern politisch eine aktive Klimaschutzstrategie umgesetzt wird, erlauben alternative Energieträger und Heizungstechnologien (Holzpellettheizungen, Solarenergie, Wärmepumpen, Biogas), aber insbesondere auch die enormen Einsparpoten-

ziale bei der Gebäudedämmung das Freisetzen erheblicher Mengen an Erdgas im Wärmemarkt.

Erdgasanwendungen im Wohnungsbestand

Mit einem Anteil von 48 % ist Erdgas vor Heizöl (30%) dominierender Energieträger bei Heizungssystemen im Wohnungsbestand (Abb. 2-2). Daneben werden etwa 13 % der Wohnungen mit - meist in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter - Fernwärme versorgt. Weitere 6% werden mit elektrischen Widerstandsheizungen (i.d.R. Nachtstromspeicheröfen) beheizt⁴. Kohleöfen werden nur noch in 3 % der Wohnungen bei weiter fallender Tendenz genutzt.

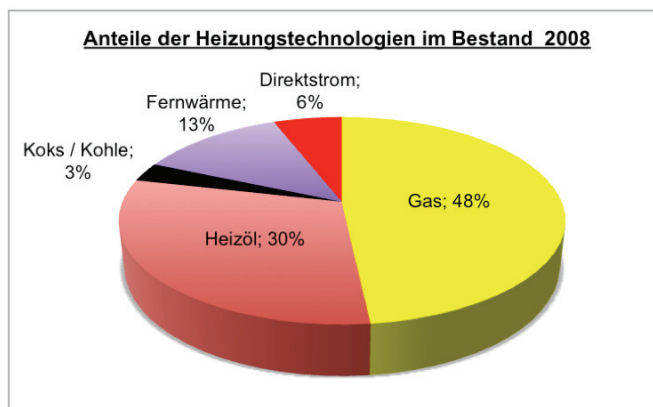


Abb. 2-2 Erdgas ist dominierender Energieträger im Wohnungsbestand

Quelle: (BDEW, 2009a)

Bereits seit 1995 hat Erdgas den zu dieser Zeit vorwiegend eingesetzten Primärenergieträger Heizöl abgelöst (BDEW, 2009a). Dies ist unter anderem auf verschiedene positive Eigenschaften des Erdgases zurückzuführen: Es besteht zu über 95 % aus Methan (CH_4), welches aufgrund seines hohen Wasserstoff- und niedrigen Kohlenstoffgehalts relativ emissionsarm verbrennt. Im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern wie Heizöl und Kohle entstehen daher bei der Verbrennung nicht nur weniger treibhausgaswirksame Emissionen (insbesondere CO_2), sondern auch weniger versauernde (Schwefeldioxid, Stickoxide und weitere) sowie Feinstaub- und Kohlenmonoxid-Emissionen. Für den Anwender ergeben sich darüber hinaus Komfort-Vorteile, da Erdgasanwendungen i.d.R. wartungsarm sind und da Brennstoff-Beschaffung und -Lagerhaltung entfallen.

Klassische Erdgas-Heizungstechnologien

Bis etwa Ende der 70er Jahre dominierte der sog. **Konstanttemperaturkessel**, der unabhängig vom Wärmebedarf mit konstant hoher Temperatur betrieben wird und damit vergleichsweise hohe Verluste von rund 30% der eingesetzten Energie aufweist. Er wurde vom **Niedertemperaturkessel** (NT-Kessel) abgelöst, der entsprechend den Witterungsverhältnissen eine gleitende Kesseltemperatur zwischen 30 und 75°C fahren kann. Dadurch konnte ein erheblich höherer Jahresnutzungsgrad⁵ von ca. 85 % bis 90 % erreicht werden (gegen-

⁴ Diese werden hier in Abgrenzung zu Wärmepumpen als „direkte Stromanwendungen“ gekennzeichnet.

⁵ Der (Jahres-)Nutzungsgrad gibt den Anteil der mit dem Brennstoff eingesetzten Energiemenge an, der von der Heizung in nutzbare Wärme umgewandelt wird. Er ist über die Betriebszeit eines gesamten Jahres bilan-

über nur knapp 70 % beim Konstanttemperaturkessel). Seit Ende der 1980er Jahre wurde schrittweise die Brennwerttechnik in den Markt eingeführt. Der **Brennwertkessel** ist vom Prinzip her ein NT-Kessel, mit einem zusätzlicher Wärmetauscher im Abgasstrom. Dieser zweite Wärmetauscher kühlt das Abgas bis unter den Kondensationspunkt von 56°C ab. Somit kann zusätzlich die im Abgas der Heizung noch vorhandene (sog. latente) Wärme, die bei der Kondensation von Wasserdampf freigesetzt wird, genutzt werden. Der (auf den Heizwert bezogene) Nutzungsgrad kann auf diese Weise auf ca. 100 % angehoben werden⁶. Für den Brennstoff Erdgas gelten Brennwertgeräte mittlerweile als Standard. Sie können durch die Verwendung eines dichten und säurefesten Schornsteins (z.B. Kunststoffrohrein-satz) i.d.R. auch in Altbauten realisiert werden.

Erdgasanwendungen im Neubau

Im Wohnungsneubau findet seit einigen Jahren ein Paradigmenwechsel statt: Wurden im Jahr 2004 noch drei Viertel der neu gebauten Wohnungen mit Erdgasheizungen ausgestattet, so ging dieser Anteil innerhalb von nur vier Jahren auf 59 % zurück (vgl. Abb. 2-3). Noch bedeutsamer war der Einbruch bei den Ölheizungen, deren Marktanteil sich von knapp 11 % auf bedeutungslose 2 % verminderte. Hierfür können zwei Hauptgründe ausgemacht werden: Zum einen der rasante Preisanstieg beim Heizöl und – daran gekoppelt – Erdgas, zum anderen der Wunsch nach vollständiger oder zumindest teilweiser Wärmeversorgung mittels erneuerbarer Energien. Darüber hinaus hat der Gesetzgeber durch mehrere Novellierungen der Energieeinsparverordnung (EnEV) die energetischen Anforderungen an die Wärmeversorgung von neuen Gebäuden schrittweise verschärft. Mit der Einführung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes (EEWärmeG) ist seit Januar 2009 die (anteilige) Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien oder alternativ aus Kraft-Wärme-Kopplung im Neubau sogar gesetzlich vorgeschrieben. Zusammen mit Fortschritten bei der Technik alternativer Versorgungssysteme erklärt dies den Wechsel weg von Erdgas und Heizöl insbesondere hin zu Wärmepumpen und Holzheizungen (Letztere in Abb. 2-3 unter „Sonstige“).

ziert und liegt daher unterhalb der Nennwirkungsgrade von Anlagen, die lediglich für den optimalen Betriebspunkt gelten.

⁶ Da die Wirkungsgraddefinition historisch bedingt auf den unteren Heizwert (= Brennstoffenergiegehalt *ohne* Kondensationswärme) und nicht auf den oberen Heizwert oder Brennwert (dito *mit* Kondensationswärme) bezogen wird, können Wirkungsgrade von über 100% realisiert werden: Bei einer idealisierten Erdgas-NT-Anlage beträgt theoretisch der max. Nennwirkungsgrad 100 % und bei einer Brennwertanlage 111 %.

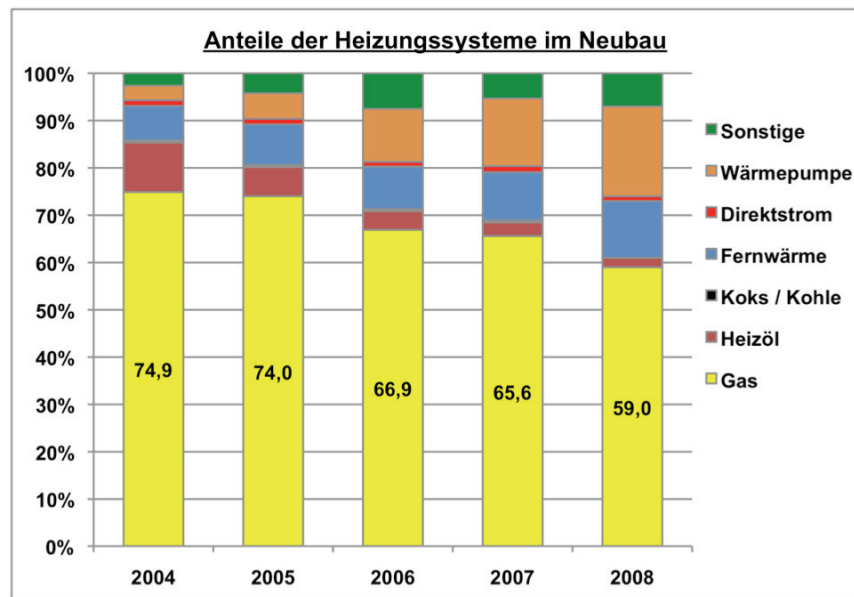


Abb. 2-3 Alternative Heizungssysteme gewinnen im Neubau an Bedeutung

Quelle: (BDEW, 2009a)

Ökobilanz von Heizsystemen

Abb. 2-4 vergleicht verschiedene moderne Heizungssysteme in Bezug auf die mit der Bereitstellung einer Kilowattstunde Nutzwärme verbundenen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen). Demnach können bereits mit Erdgas-Brennwertgeräten die Treibhausgasemissionen gegenüber einem Erdgas-Niedertemperatur-Kessel um 23 % und gegenüber einem Heizöl-NT-Kessel um 34 % vermindert werden. Diese Einsparungen alleine sind jedoch nicht ausreichend, um zukünftiger Ressourcenverknappung entgegenzuwirken und die ambitionierten Klimaschutzziele zu erreichen. Neben dem größten zu hebenden Einsparpotenzial in Form von energetischer Gebäudesanierung (s. weiter unten) ist daher die Entwicklung und Anwendung innovativer, energieeffizienter und treibhausgas-emissionsarmer Heizungstechnologien erforderlich.

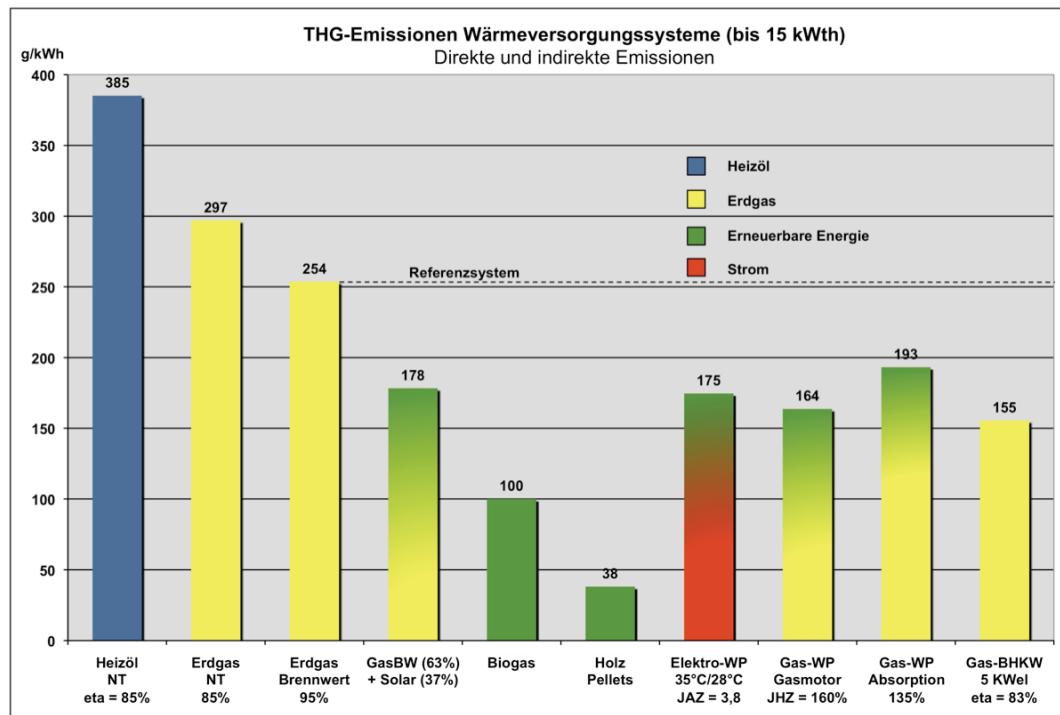


Abb. 2-4 Innovative Heizungssysteme vermindern die Treibhausgasemissionen (inkl. Vorketten) um 24 % bis 85 % gegenüber dem Referenzsystem Gas-Brennwerttechnik⁷

Quelle: Eigene Berechnungen mit GEMIS 4.2 bzw. 4.4

Wie Abb. 2-4 zeigt, können die größten THG-Emissionsminderungen durch vollständig erneuerbare Versorgungsvarianten wie **Biogas** in Brennwertgeräten (- 61 % vs. Referenztechnologie) sowie **Holzpellettheizungen** (- 80 %) erzielt werden. **Solarkollektoren** zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung können – je nach energetischem Gebäudestandard – zwischen ca. 10 % (Altbau) und 70 % (Passivhaus) des Wärmebedarfs solar decken; dabei sind sie prinzipiell mit jedem Heizungssystem außer KWK sinnvoll kombinierbar. In Kombination mit einem Erdgas-Brennwertgerät kann eine Solaranlage in einem aktuellen Neubau (gemäß der geltenden EnEV 2009) typischerweise mehr als ein Drittel (37%) der Wärme für Heizung und Warmwasser liefern. Dies ermöglicht eine Verringerung der THG-Emissionen um rund 30 %. Eine andere Möglichkeit, regenerative Wärme einzubinden, ermöglichen Elektro- oder Gas-**Wärmepumpen** (s. Infokasten). Bei sinnvoller Anwendung können mit diesen Systemen (bezogen auf den notwendigen Primärenergieeinsatz) ca. 20 bis 30 % erneuerbare Energie in Form von geothermischer oder Umweltwärme genutzt werden. Die THG-Einsparungen betragen dann ca. 25 bis 35 %. Mit einem **Gas-BHKW** ist in Abb. 2-4 ein Beispiel für eine sog. Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (Mikro-KWK) gegeben. Eine solche Anlage im Kleinstleistungsbereich wird auch als „stromerzeugende Heizung“ bezeichnet. Sie erreicht über eine Gutschrift für den zusätzlich zur Wärme produzierten Strom (Bezug: heutiger deutscher Strommix) eine THG-Minderung von ca. 39 % gegenüber einem Brennwertgerät.

⁷ Einige der gezeigten Gas-Technologien sind prinzipiell auch als Heizölvarianten (z.B. Öl-Brennwertkessel bzw. Öl-BHKW) verfügbar. Da deren Emissionsbilanz aber ungefähr konstant zum Verhältnis Öl- zu Gas-NT-Kessel schlechter ist, wurde auf die Darstellung weiterer Heizöl-Technologien hier verzichtet.

Beispiel für innovative Gasheiztechnik: Die Gas-Wärmepumpe (s. a. (Schüwer, 2008))

Wärmepumpen funktionieren prinzipiell wie ein Kühlschrank: Sie entziehen der Umgebung Wärme und geben sie auf einem höheren Temperaturniveau wieder ab. Die Wärmequelle kann entweder Luft, Erdreich oder Wasser (z.B. Brunnen- oder Abwasser) sein. Neben der inzwischen breit eingeführten elektrisch betriebenen Wärmepumpe gibt es auch die gasbetriebene Variante und zwar als Gasmotor- oder als Gas-Sorptions-Wärmepumpe. Bei der ersten Variante treibt ein Gasmotor anstelle eines Elektromotors den Verdichter an. Die auf einem relativ hohen Temperaturniveau anfallende Abwärme des Motors wird zusätzlich zu der eigentlich genutzten erneuerbaren geothermisch oder aus der Umgebung gewonnenen Niedertemperaturwärme in den Heizkreislauf eingespeist. Bei der Sorptionsvariante wird Erdgas in einem Brenner verbrannt und die entstehende Wärme für den Regenerationsprozess des Kältemittels genutzt. Gaswärmepumpen sind aus energetischer und ökologischer Sicht der einfachen Gasheizung deutlich überlegen. Sie erreichen Arbeitszahlen von 1,3 und mehr (entsprechend einem Jahresnutzungsgrad von über 130 %) und erzielen damit Brennstoffeinsparungen von 25 bis 40 % gegenüber Brennwertkesseln. Der ökologische Vergleich zur Elektro-Wärmepumpe wird in hohem Maße von den Annahmen zur Erzeugung des Wärmepumpen-Stromes bestimmt. Während gasbetriebene Wärmepumpen im Bereich größerer Leistungseinheiten bereits verwendet werden, befinden sich kleine Gas-Wärmepumpen für den Einsatzbereich in Ein- und Mehrfamilienhäusern noch in einer frühen Markteintrittsphase.

Der schlafende Riese: Energiesparpotenziale im Gebäudebestand

Wie Abb. 2-5 verdeutlicht, liegen sowohl im Bestand als auch beim Wohnungsneubau erhebliche Heizenergieeinsparpotenziale brach. Der Großteil der Wohn- und Nichtwohngebäude weist noch heute Heizenergiebedarfe von über 200 kWh pro Quadratmeter und Jahr auf. Alleine durch Sanierung auf den bis September 2009 geltenden Standard der EnEV 2002 ließen sich deren Energiebedarfe um mehr als 70% verringern. Der – vor allem im Neubau bereits breit realisierte Passivhausstandard – liegt sogar nochmals um fast 80% besser.

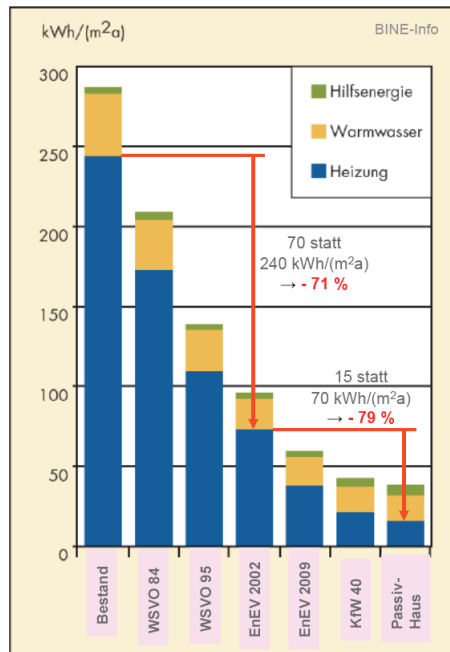


Abb. 2-5 Sowohl im Bestand als auch im Wohnungsneubau schlummern gewaltige Energiesparpotenziale

Quelle: (BINE, 2005), eigene Ergänzungen

Da weit über 80 % des derzeitigen Gebäudebestandes aus der Zeit ohne jegliche energetische Mindestanforderungen stammt, ist das energetische Sanierungspotenzial entsprechend groß. Hinzu kommt, dass die Gebäudedämmung bzw. energetische Qualität eines Gebäudes nicht so einfach nachträglich veränderbar ist und eine vielfach längere „Lebensdauer“ aufweist als die Heizungstechnik. Aus klimapolitischer Sicht gilt daher sowohl für den Neubau als auch für den Bestand: Erst isolieren, dann installieren!

Fazit für den Einsatz von Erdgas im Wärmesektor

Bei der Erschließung der Einsparpotenziale im Wärmesektor kommen der energetisch anspruchsvollen Gebäudesanierung sowie zukünftigen Neubaustandards nahe am Passivhausniveau eine Schlüsselstellung zu. Hier lassen sich bereits mit heutiger Technik Einsparungen bis zu 80 % realisieren.

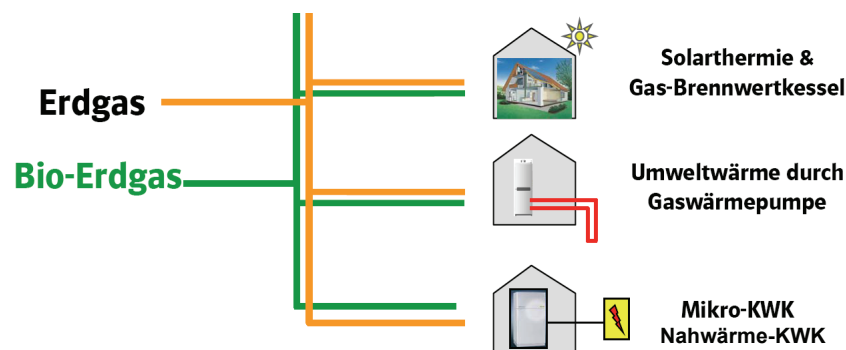


Abb. 2-6 Zukünftig sinnvolle Heizungstechnologien für den Einsatz von Erdgas und Biogas

Quelle: (Ramesohl, 2009)

Für den Restwärmebedarf gilt: Aus thermodynamischer Sicht ist es in hohem Maße ineffizient, zu Heizzwecken fossile Brennstoffe wie Erdgas bei mehreren hundert bis über tausend Grad Celsius zu verbrennen, um letztendlich eine Raumtemperatur von nur ca. 20°C zu erzielen. Solche Umwandlungsprozesse gehen mit hohen Exergieverlusten einher⁸. Im Sinne der Ressourcen- und Klimaschonung ist es daher sinnvoll, zukünftig Erdgas im Wärmemarkt überwiegend nur noch in Kombination mit Solarenergie (Brennwert-Solartechnik) einzusetzen oder aber in hochwertigen Anwendungen, die gleichzeitig Strom und Wärme produzieren. Solche Anwendungen können in dezentralen Nahwärme- oder in Mikro-KWK-Anlagen (Verbrennungsmotor-BHKW, Stirlingmotor, Dampfmotor, Mikro-Gasturbine und perspektivisch Brennstoffzelle) realisiert werden. Eine weitere sinnvolle Anwendung ist die Gas-Wärmepumpe. Um den Restwärmebedarf von gut gedämmten Gebäuden zu decken, reichen im Prinzip Niedertemperaturquellen, wie sie beispielsweise solar bzw. aus der Umgebung (mit Hilfe von Wärmepumpen) oder aus industrieller oder KWK-Abwärme gewonnen werden können. Mit den genannten Einspareffekten durch optimale Wärmedämmung und hocheffiziente Heizungstechnologien wäre es – auch bei einer weiteren Ausdehnung der Gasversorgung – möglich, erhebliche Mengen an Erdgas im Wärmesektor einzusparen.

2.2 Erdgasanwendungen im Strommarkt

Der Stromsektor wird nach wie vor von Kohle (2009: 43,2 %) und Kernenergie (22,8 %) dominiert (Abb. 2-7). Allerdings ist bei der Bruttostromerzeugung in den letzten Jahren eine Verschiebung von Kohle- und Kernenergiestrom hin zu Strom aus erneuerbaren Energien (insbesondere Windkraft, Biomasse und Photovoltaik) und Erdgas festzustellen. Zwischen 2004 und 2009 ist der Stromanteil aus Erdgaskraftwerken⁹ von 10 % (61,4 Mrd. kWh_{el}) auf 13 % (77,0 Mrd. kWh_{el}) gestiegen (s. Abb. 2-7), der von erneuerbaren Energien¹⁰ von 9,2 % (56,1 Mrd. kWh_{el}) auf 16,3 % (94,8 Mrd. kWh_{el}) (BMU, 2010).

⁸ Als „Exergie“ bezeichnet man in der Thermodynamik denjenigen, hochwertigen (von den Umgebungsbedingungen abhängigen) Anteil der Energie, der zur Abgabe von Arbeit in der Lage ist.

⁹ bezogen auf die Bruttostromerzeugung

¹⁰ bezogen auf den Bruttostromverbrauch

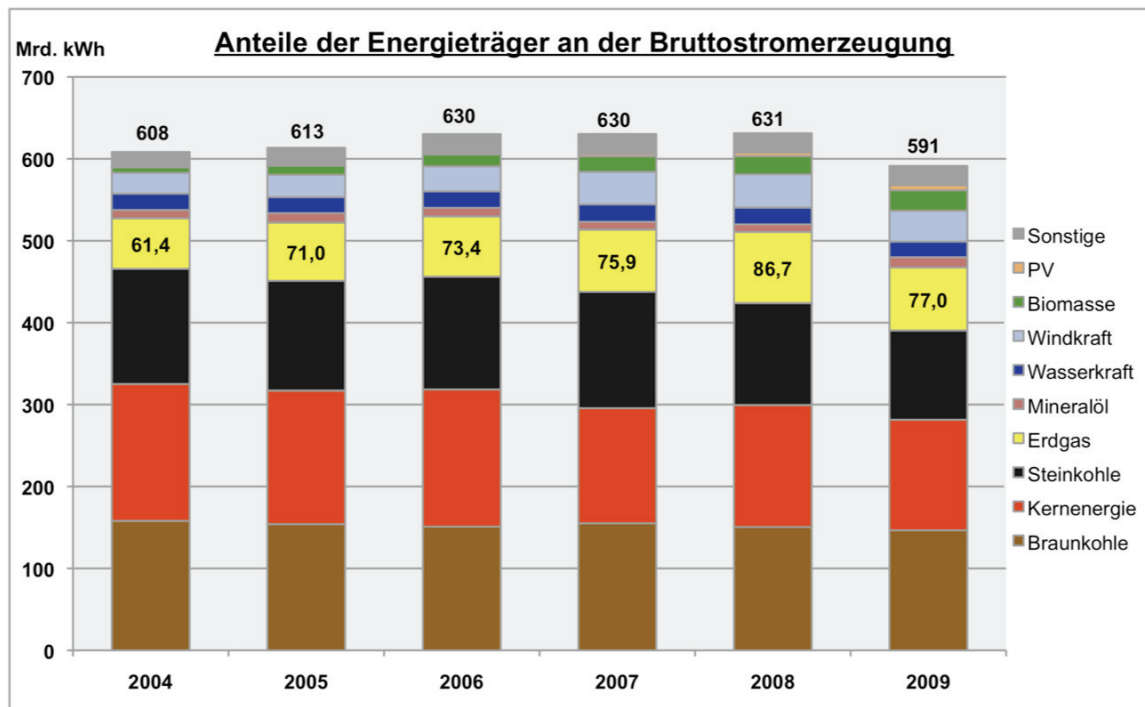


Abb. 2-7 Die Bedeutung von erneuerbaren Energien und Erdgas nimmt im Stromsektor zu.

Quelle: (BMWi, 2010) (Wasserkraft: nur Regenerativanteil ohne Pumpspeicher)

Der Anstieg der Stromerzeugung aus Erdgas ist unter anderem auf die Vielfältigkeit der Einsatzmöglichkeiten und die hohen erreichbaren Wirkungsgrade zurückzuführen.

Große Erdgaskraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung

Große erdgasbetriebene Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke **ohne Wärmeauskopplung** (Kondensations-GuD-Anlagen mit einer Blockleistung von 400 bis 500 MW_{el}) weisen mit rund 58 % den derzeit höchsten elektrischen Wirkungsgrad aller verfügbaren Kraftwerkstechnologien auf¹¹. Bis zum Jahr 2030 wird noch eine Steigerung auf ca. 63 % für möglich gehalten. Zum Vergleich erreichen heutige moderne, große Dampfturbinen-Kohlekraftwerke elektrischen Wirkungsgrade (im reinen Kondensationsbetrieb) von 47 % (Steinkohle) bzw. 45 % (Braunkohle). Für weiter entwickelte Kohlekraftwerke werden bis zum Jahr 2030 Wirkungsgradsteigerungen auf 52 % für einen 800 MW_{el}-Steinkohle-Block bzw. auf 50 % für einen 1.050 MW_{el}-Braunkohle-Block für technisch möglich gehalten. (Enquete Deutscher Bundestag, 2002) / (VGB Power Tech, 2004)

Kleinere Erdgas-GuD-Anlagen (ca. 200 MW_{el}), welche mit einer Entnahmekondensationsturbine **im KWK-Modus** gefahren werden, erreichen heutzutage elektrische Wirkungsgrade von rund 55 % im reinen Kondensationsbetrieb (2030: 59 %) und noch 45 % selbst bei max. Wärmeauskopplung. Damit werden bei vollständiger Wärmenutzung Gesamtwirkungsgrade von bis zu 90 % erzielt. Perspektivisch ist damit zu rechnen, dass die Stromkennzahl zukünf-

¹¹ In Irsching wird derzeit die mit 340 MW_{el} weltweit leistungsstärkste Gasturbine getestet. Ab 2011 soll die von Siemens Power Generation neu entwickelte Turbine in ein modernes GuD-Kraftwerk mit einem Gesamtwirkungsgrad von 60% integriert werden.

tiger Anlagen ansteigen wird und elektrische Wirkungsgrade bei max. Wärmeauskopplung von 47 % bis zum Jahr 2030 realisiert werden können.

In Tab. 2-1 sind die oben beschriebenen Annahmen zur Entwicklung zukünftiger Wirkungsgrade von konventionellen Erdgas- und Kohlekraftwerken dokumentiert. Die dargestellten Wirkungsgradverbesserungen sind im wesentlichen das Ergebnis prozesstechnischer (z.B. Einsatz von Rekuperatoren), werkstofftechnischer (ermöglicht höhere Dampfprozesstemperaturen von über 600 °C) und strömungstechnischer (z.B. verbesserte Beschaufelung) Optimierungsansätze.

Tab. 2-1 Annahmen zur zukünftigen Entwicklung von Wirkungsgraden fossiler Großkraftwerke mit und ohne Wärmeauskopplung

Zukünftige Entwicklung fossiler Kraftwerke			2000	2010	2020	2030
Steinkohle-Kondensation	Elektr. Leistung [MW _{el}]		800	800	800	800
	Elektr. Wirkungsgrad [%]		46,0	47,0	50,0	52,0
Braunkohle-Kondensation	Elektr. Leistung [MW _{el}]		965	1.050	1.050	1.050
	Elektr. Wirkungsgrad [%]		44,5	45,0	50,0	50,0
Erdgas-GuD	Elektr. Leistung [MW _{el}]		400	500	500	500
	Elektr. Wirkungsgrad [%]		57,5	60,0	62,0	63,0
Erdgas-Entnahme-kondensation (KWK)	Max. elektr. Leistung ¹⁾ [MW _{el}]		200	200	200	200
	Elektr. KWK-Leistung ²⁾ [MW _{el}]		167	167	159	159
	Max. therm. Leistung [MW _{th}]		167	163	148	142
	Max. elektr. Wirkungsgrad ¹⁾ [%]		54,0	56,0	58,0	59,0
	Elektr. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ [%]		45,0	45,0	46,0	47,0
	Therm. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ [%]		44,0	44,0	43,0	42,0
Steinkohle-Entnahme-kondensation (KWK)	Max. elektr. Leistung ¹⁾ [MW _{el}]		500	500	500	500
	Elektr. KWK-Leistung ²⁾ [MW _{el}]		429	429	400	402
	Max. therm. Leistung [MW _{th}]		583	650	578	554
	Max. elektr. Wirkungsgrad ¹⁾ [%]		42,5	44,0	45,0	46,0
	Elektr. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ [%]		35,0	35,0	36,0	37,0
	Therm. KWK-Wirkungsgrad ²⁾ [%]		53,0	53,0	52,0	51,0

¹⁾ im reinen Kondensationsbetrieb

²⁾ bei max. Wärmeauskopplung

Quelle: (Enquete Deutscher Bundestag, 2002)

Erdgas-GuD-Anlagen lassen sich vergleichsweise schnell und kostengünstig bauen. Die spezifischen Investitionskosten liegen bei ca. 800 €/2005/kW_{el} im Vergleich zu 1.300 €/2005/kW_{el} bei Stein- bzw. 1.400 €/2005/kW_{el} bei Braunkohlekraftwerken (EURELECTRIC, 2010)¹². Aufgrund des im Verhältnis zu Kohle teureren Brennstoffs werden Erdgasanlagen jedoch vorwiegend im Mittellastbereich (ca. 4.000 Volllaststunden pro Jahr) eingesetzt. Erdgaskraftwerke (insbesondere Gasturbinen) sind außerdem sehr schnell regelbar. Sie eignen sich daher besonders auch zur Abdeckung von Lastspitzen im Stromnetz und zum Ausgleich fluktuierender Stromeinspeisung aus regenerativen Wind- und Solarstromanlagen (s. „Anforderungen an Kraftwerke im zukünftigen Strommix“ auf S.14 ff.).

¹² Zugrundeliegende Basisdaten für die Eurelectric-Studie 2010 lt. Angaben des VGB 2010 (Mail vom 16. August 2010).

CO₂- und Treibhausgasbilanz von Kraftwerken

Grundsätzlich wäre allein durch die Substitution des fossilen Energieträgers Steinkohle durch Erdgas brennstoffbedingt eine Minderung der CO₂-Emissionen um ca. 40 % möglich¹³. Bei Ersatz einer Dampfturbinenanlage durch eine GuD-Anlage könnte aber außerdem der elektrische Wirkungsgrad erheblich gesteigert werden, so dass weitere Brennstoff- und Emissionsreduktionen möglich wären.

Abb. 2-8 verdeutlicht die hohen THG-Einsparpotenziale, die erzielt werden könnten, wenn Kohlekraftwerke durch Erdgaskraftwerke ersetzt würden. Selbst der Vergleich heutiger GuD-Kraftwerke mit zukünftigen Kohlekraftwerken mit CO₂-Abscheidung – eine Technologie, von der heute noch nicht absehbar ist, ob und wann sie ökologisch und ökonomisch vertretbar eingesetzt werden kann – zeigt: Das beste Kraftwerk ohne CCS (Erdgas-GuD) hat mit 396 g CO₂-Äquivalenten pro kWh nur 51 Prozent mehr Emissionen zu verzeichnen als das schlechteste Kraftwerk mit CCS (Steinkohle-Dampfkraftwerk mit nachgeschalteter CO₂-Abscheidung und 262 g CO₂-Äquivalenten pro kWh). Gelingt es im Rahmen der Kraft-Wärme-Kopplung zudem die Abwärme zu nutzen, liegen in Erdgas-Heizkraftwerken (HKW) und -Blockheizkraftwerken (BHKW) bereits heute auf dem Markt befindliche Technologien vor, die schon jetzt so klimafreundlich sind, wie es mit CCS-Kraftwerken frühestens 2020 erreicht werden könnte.

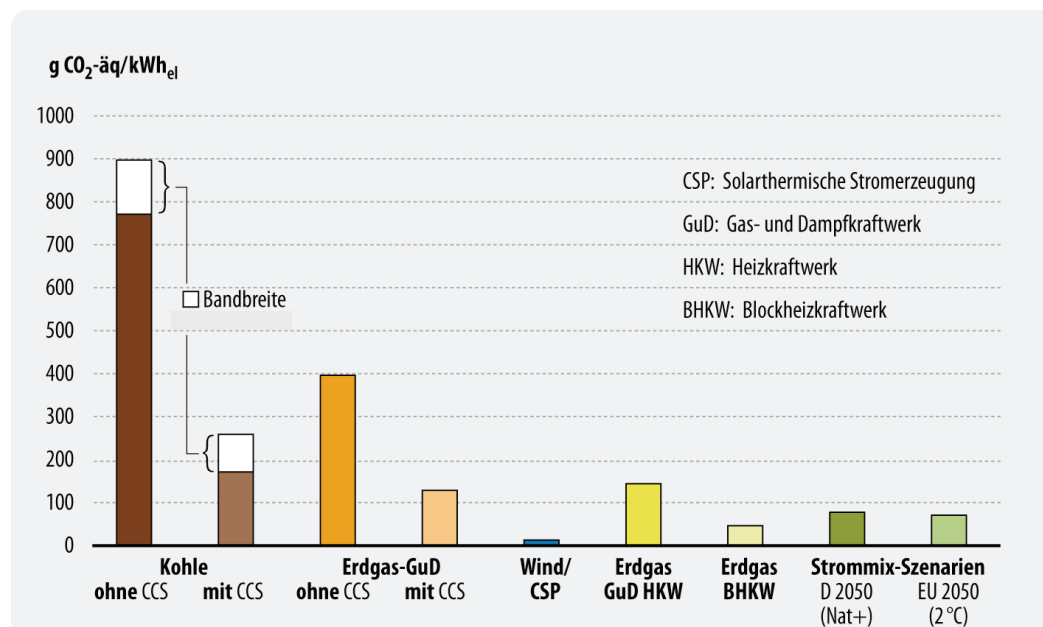


Abb. 2-8 Vergleich der Treibhausgas-Emissionen von fossilen und regenerativen Kraftwerken mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung bzw. mit und ohne CCS (Carbon Capture and Storage)

Quelle: (Fischedick u. a., 2007)

¹³ Erdgas ist der fossile Energieträger mit den geringsten spezifischen CO₂-Emissionen im Verbrennungsprozess.

Anforderungen an Kraftwerke im zukünftigen Strommix

Der Stromerzeugungssektor befindet sich nicht zuletzt wegen der Klimaschutzziele im Wandel. Viel spricht dafür, dass sich die Geschwindigkeit des Ausbaus von erneuerbaren Energien und damit der Systemtransformation noch weiter erhöhen wird. Dies führt auch zu veränderten Anforderungen an die Kraftwerke.

Innerhalb von nur zehn Jahren hat sich der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am deutschen Bruttostromverbrauch von 5,4 % in 1999 auf 16,3 % in 2009 verdreifacht (BMU, 2010). Im „Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie“ der Bundesregierung vom 4. August 2010 wird für den Stromsektor bis zum Jahr 2020 ein erneuerbarer Anteil von 38,6% erwartet (BMU, 2010)¹⁴. Dies würde innerhalb der nächsten zehn Jahre mehr als eine Verdoppelung des gegenwärtigen EE-Anteils bedeuten.

Durch den schnell zunehmenden Anteil nicht regelbarer erneuerbarer Stromerzeugung vorwiegend aus Wind- und Solarstromanlagen (fluktuierende Einspeisung) steht das deutsche Stromversorgungssystem vor einem fundamentalen Wandel. Wie Abb. 2-9 (links) verdeutlicht, erfolgt die Deckung der Stromnachfrage bis heute vornehmlich durch Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke: Grundlastkraftwerke (vorwiegend Kernenergie und Braunkohle, teilweise Steinkohle) zeichnen sich durch hohe Kapitalkosten bei gleichzeitig niedrigen Betriebs-, insbesondere Brennstoffkosten aus. Aus ökonomischen Gründen wird daher eine möglichst große Auslastung deutlich oberhalb von 5.000 Volllaststunden pro Jahr angestrebt. Im Unterschied dazu werden Mittellastkraftwerke (insbesondere Steinkohle- und Gaskraftwerke) deutlich flexibler eingesetzt und je nach Stromnachfrage häufig in Teillast gefahren. Ihre Volllaststundenzahlen liegen ca. zwischen 2.000 und 5.000 h/a. Spitzenlastkraftwerke (hauptsächlich Gas-, speziell Gasturbinenkraftwerke) wiederum decken die Lastspitzen der Stromnachfrage ab, die z.B. typischerweise zur Mittagszeit auftreten können. Sie sind sehr leistungsdynamisch, weisen jedoch die höchsten Betriebskosten auf und laufen weniger als 2.000 h/a.

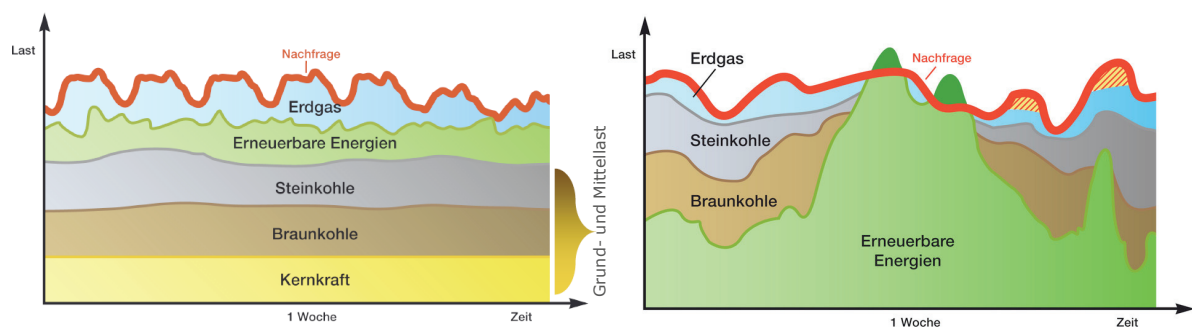


Abb. 2-9 Deckung der Nachfragelast durch fossile und erneuerbare Kraftwerke im heutigen Stromsystem (links) und im zukünftigen Stromsystem mit hohen EE-Anteilen (rechts)

Quelle: (AEE, 2010)

In einem Stromsystem mit hohen Anteilen fluktuierend einspeisender erneuerbarer Stromquellen löst sich die gegenwärtige Dreigliederung in Grund-, Mittel- und Spitzenlast auf (s. Abb. 2-9 rechts). Sofern weiterhin eine vorrangige Einspeisung erneuerbaren Stromes vor-

¹⁴ Das bisherige verbindliche Ziel der Bundesregierung für den Stromsektor von mind. 30 % bleibt gültig.

ausgesetzt wird, wird es Grundlastkraftwerke im klassischen Sinne in der Zukunft immer weniger geben. Alle verbleibenden fossilen Kraftwerke müssen dann in verstärktem Maße zur Regelung beitragen und helfen, die nach Abzug der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien verbleibende (residuale) Last zu decken. Als weitere Herausforderung müssen zukünftig für die vermehrt auftretenden Zeiten *negativer* residualer Last (EE-Überschussstrom) die Stromspeicherkapazitäten erheblich ausgebaut werden (s. Infobox „Power to Gas“ am Ende dieses Kapitels).

In Abb. 2-10 ist beispielhaft für eine Durchdringung des Strommarktes mit knapp 50 % regenerativen Energiequellen aufgezeigt, wie sehr die residuale Last im Jahresverlauf schwanken wird. Das heutige 40 GW_{el}-Grundlastband, bestehend aus Braunkohle- und Kernenergiekraftwerken, würde in diesem Szenario erheblichen Lastschwankungen unterworfen und nahezu die Hälfte ihres Jahresdeckungsbeitrages einbüßen.

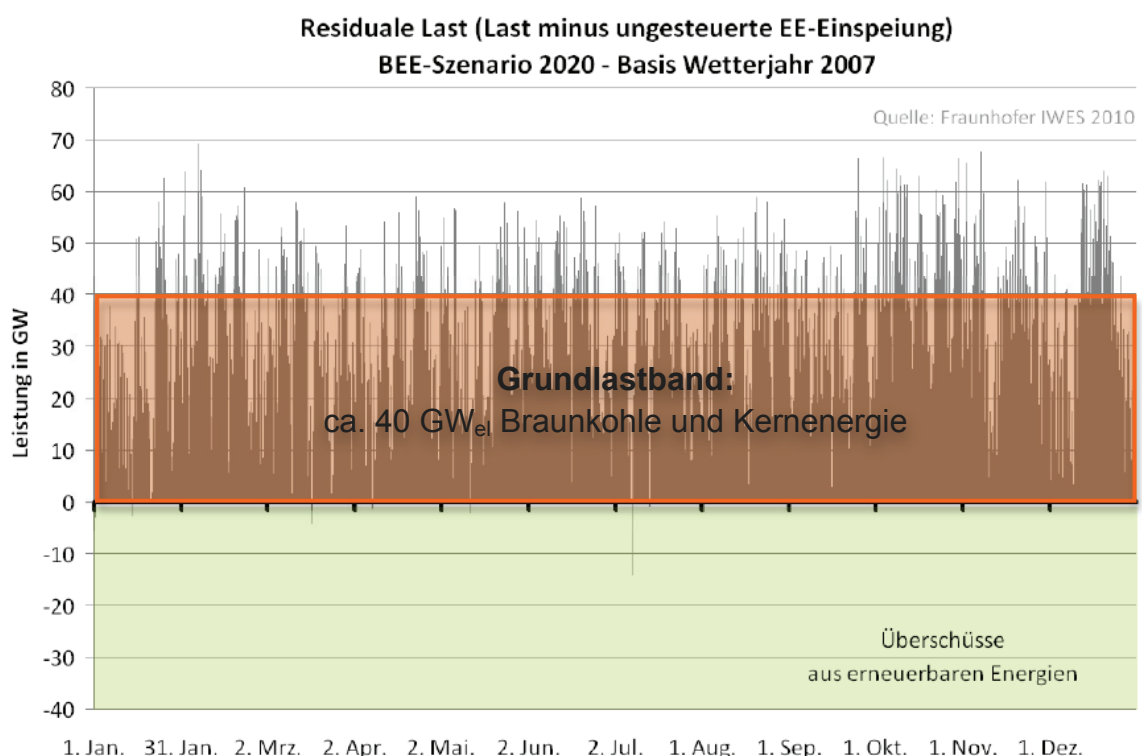


Abb. 2-10 Darstellung der residualen Last im Jahresverlauf bei einem EE-Anteil von 47 % (im BEE-Szenario angenommen für das Jahr 2020)

Quelle: (Sternier u. a., 2010), eigene Ergänzung (Grundlastband)

Aus technischen, aber auch aus ökonomischen Gründen eignen sich für die geforderte flexible Regelung in besonderem Maße Gaskraftwerke: Sie werden bereits heute hochflexibel eingesetzt und weisen von allen fossilen Kraftwerken die geringsten Kapitalkosten auf, so dass sie tendenziell auch bei einer geringeren Auslastung wirtschaftlich betrieben werden können. Im Gegensatz dazu wird es zukünftig immer schwieriger werden, fossile Kraftwerke mit sehr hohen Kapitalkosten wirtschaftlich zu betreiben, wenn ihre Auslastung über das Jahr hinweg deutlich absinkt (vgl. Abb. 2-10). Bei Neubauplanungen ist es wichtig, diesen Aspekt hinreichend zu berücksichtigen. Dies betrifft in besonderem Maße Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke. Verschärft wird die Problematik bei den Kohle basierten Anlagen noch, wenn diese Kraftwerke aus Klimaschutzgründen mit technischen Einrichtungen zur CO₂-

diese Kraftwerke aus Klimaschutzgründen mit technischen Einrichtungen zur CO₂-Abtrennung verknüpft werden müssten, die ebenfalls sehr fixkostenintensiv sind.

Auch die Regelbarkeit (die Leistungsdynamik) von Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken stellt sich bei einem politisch gewollten starken Ausbau der erneuerbaren Energien als problematisch dar. Je nach Quelle liegt die maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit pro Minute nur bei einigen wenigen %-Punkten der Nennlast, während Gaskraftwerken (GuD-Kraftwerke) Werte von 8-12 %-Punkten zugeschrieben werden und Gasturbinen sowie kleinere Erdgas-BHKW sogar innerhalb weniger Minuten vollständig rauf- und runtergefahren werden können (Atomforum & RWE, 2009) bzw. (Alt, H., 2009), (DVG, 1991), (Roggenbau, 1999). Bei Kernkraftwerken ist gegenüber Kohle basierten Kraftwerken von einer höheren Leistungsdynamik auszugehen. In einer von der E.ON Energie AG beauftragten Studie wird die maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit pro Minute mit 3,8 bis 5,2 % der Nennlast angegeben (IER, 2009). Diese hohe Regelbarkeit bezieht sich jedoch nur auf einen Bereich zwischen 50 bis 100 % der Nennlast. Höhere Leistungsänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 10% pro Minute sind nach Angaben des Deutschen Atomforums zwar prinzipiell möglich, aber nur für einen noch deutlich eingeschränkteren Leistungsbereich (80 bis 100 % der Nennlast) realisierbar (Atomforum & RWE, 2009) / (Alt, H., 2009). Zu berücksichtigen ist dabei aber, dass Kernkraftwerke dieses dynamische Leistungsverhalten bisher in der Praxis kaum gezeigt haben (bzw. zeigen mussten)¹⁵. Insofern scheint zumindest ungewiss, inwieweit eine derartige Fahrweise überhaupt dauerhaft und sicher gewährleistet werden kann oder ob die bei einem Lastwechselbetrieb unausweichlichen höheren Beanspruchungen zu verstärkter Materialermüdung und damit verbundenen erhöhten Risiken führen könnten. In Deutschland werden bisher überhaupt nur drei Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb gefahren (IER, 2009). Es wäre daher zu untersuchen, inwieweit die intensive Teilnahme *aller* deutschen Kernkraftwerke am Regelbetrieb ein zusätzliches Sicherheitsrisiko darstellt.

Neben dem Lastwechsel im Betrieb wird sich aber auch die Anzahl der An- und Abfahrvorgänge der konventionellen Kraftwerke zukünftig deutlich erhöhen. Um eine thermische Überbeanspruchung zu vermeiden, müssen thermische Kraftwerke Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb einhalten. Diese Zeiten sind bei Kernkraftanlagen besonders lang (vgl. Tab. 2-2). Sofern Kernkraftwerke gänzlich heruntergefahren werden müssen, um erneuerbaren Energien Vorrang einzuräumen, ist das Wiederanfahren daher ein aufwändiger und zeitraubender sowie kostenintensiver Prozess, der sich über mehrere Tage hinzieht. Erdgaskraftwerke hingegen können relativ schnell aus dem Stillstand heraus wieder hochgefahren werden.

Zeit in [h]	Gas/Öl	Kohle	Kernenergie
Mindestbetriebszeit	1-6	6-15	15-24
Mindeststillstandzeit	1-6	6-15	15-24
Anfahrdauer	1-4	3-60	24-48

¹⁵ In der Praxis sind Leistungsreduzierungen im Wesentlichen bei Verschiebungen von Wartungsintervallen zu beobachten gewesen und werden zudem heute taktisch eingesetzt um die Laufzeit der Anlagen nach Atomenergieausstiegsgesetz zu verlängern. Einen Extremfall stellt das KKW Neckarwestheim I dar, welches im März 2010 dauerhaft auf eine Leistung von unter 25 % gedrosselt wurde. Damit verbunden ist allerdings eine deutliche Erhöhung des Eigenverbrauchs der Anlage auf 19 % (ca. 36 GWh im Monat). Die Höhe des Eigenverbrauchs entspricht mehr als dem Verbrauch von über 100.000 Vier-Personen-Haushalten (Muschel, 2010).

Tab. 2-2 Typische Kenngrößen thermischer Kraftwerke

Quelle: (TU Dortmund, 2009)

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sich der Lastfolgebetrieb von Kernkraftwerken, die ursprünglich als Grundlastkraftwerke ausgelegt waren, für die Betreiber in dreifacher Hinsicht nachteilig auswirkt: Zum einen reduziert sich die Auslastung und somit die Stromproduktion. Zum zweiten ist mit höheren thermodynamischen Belastungen und somit mit höheren Wartungs- und Reparaturkosten sowie ggf. geringerer Lebensdauer zu rechnen. Drittens verschlechtert sich der Wirkungsgrad im Teillast- und Wiederanfahrbetrieb erheblich.

Strukturell sind daher Kernkraftwerke bzw. Grundlastkraftwerke im Allgemeinen keine sinnvolle Ergänzung zu hohen Anteilen erneuerbarer Energien, da die Betreiber der Grundlastkraftwerke aus ökonomischen Gründen stets bemüht sein werden, ihre Anlagen maximal auszulasten. Ferner sind aus technischen Gründen der angepassten Fahrweise Grenzen gesetzt. Es gibt Hinweise, dass die bisher unzureichende Leistungsdynamik des konventionellen Kraftwerksparks bereits heute dazu führt, dass die im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verbriefte vorrangige Einspeisung EE-Stroms teilweise unterlaufen wird und z.B. Windkraftanlagen abgeregelt werden müssen, obwohl bzw. weil Kernkraftwerke noch am Netz sind (siehe z. B. (Reimer, N., 2010)). Zwar muss in diesem Fall der Netzbetreiber den Windparkbetreiber für den nicht produzierten Strom entschädigen, diese Kosten kann er sich jedoch über die EEG-Umlage wieder erstatten lassen. Der Strom wird dann sozusagen vom Kunden doppelt bezahlt.

„Power to Gas“: Erneuerbares Methan als Brücke zwischen Strom- und Gasnetz

Simulationen auf Basis des Leitszenarios 2009 (Nitsch & Wenzel, 2009) zeigen, dass im deutschen Stromnetz ab ca. dem Jahr 2020 ein starker Anstieg von Überschussstrom aus fluktuierenden EE-Quellen zu erwarten ist. Bis 2050 wächst die Überschusskapazität auf maximal bis zu 40 GW_{el} an (Sternier u. a., 2010). Dies bedeutet, dass nicht nur zur Deckung der *positiven* Residuallast eine ausreichende Anzahl schnell regelbarer Spitzenlastkraftwerke bereitstehen müssen. Zur Aufnahme der *negativen* Residuallast müssen zusätzlich Speichersysteme mit ausreichender Leistung und Kapazität ausgebaut bzw. neu entwickelt werden.

Auch hier bietet Erdgas mit dem sog. Power-to-Gas-Ansatz ein Potenzial, um einen signifikanten Lösungsbeitrag zur Systemintegration erneuerbarer Energien leisten zu können: Bei diesem Verfahren wird im ersten Schritt mit dem EE-Überschussstrom mittels Elektrolyse Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten. Im zweiten Schritt reagiert der erzeugte Wasserstoff mit Kohlendioxid zu Methan. Auf diesem Wege kann regenerativer Überschussstrom in eine leicht speicherbare und universell im Erdgasnetz einsetzbare Energieform überführt werden. Die wesentlichen Vorteile dieser Option liegen darin, dass die gesamte vorhandene Erdgas-Infrastruktur (Speicher, Netze, Gaskraftwerke etc.) nahezu unverändert genutzt werden könnte. Somit stünde eine nationale, verlustarme Langzeitspeichermethode von sehr großer Kapazität zur Verfügung: Die vorhandenen Gasspeicher in Deutschland haben eine Gesamtkapazität von ca. 200 TWh_{th}, daraus ließen sich theoretisch – z.B. über einen zentralen/dezentralen Gaskraftwerksmix – rund 100 TWh_{el} zurückverstromen. Bei einem derzeitigen Stromverbrauch von rund 600 TWh/a entspräche dies einer maximalen theoretischen Versorgungsreichweite von ca. zwei Monaten¹⁶ (Sternier u. a., 2010).

¹⁶ Zum Vergleich: Die heutige Gesamtkapazität von Pumpspeicher- und Batteriesystemen beträgt nur ca. 0,07 TWh_{el}. Dies entspricht einer theoretischen Reichweite von wenigen Stunden. Auch die vielfach diskutierte Option der Speicherung in Batterien zukünftiger Elektromobile weist selbst

Eine erste 25 kW-Pilotanlage wurde vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) in Stuttgart in Betrieb genommen, eine größere 10 MW-Anlage soll in wenigen Jahren folgen (Arzt, 2010). Da sich die Power-to-Gas-Technologie noch im frühen Entwicklungsstadium befindet, müssen jedoch vor einer großtechnischen Anwendung noch zentrale Fragen geklärt werden. So muss beispielsweise eine energie- und kosteneffiziente sowie treibhausgasarme CO₂-Quelle für den Methanisierungsprozess sichergestellt sein. Am einfachsten wäre es, das benötigte CO₂ aus der Atmosphäre zu gewinnen. Aufgrund der geringen Konzentration in der Luft scheidet diese energieaufwändige Option jedoch wahrscheinlich aus. Am sinnvollsten erscheint die Nutzung von CO₂ aus Biomasseprozessen, in denen CO₂ als Abfallprodukt entsteht (Biomasseverbrennung, Erdgasaufbereitung von Biogas, Ethanolherzeugung). CO₂ aus fossilen Verbrennungsprozessen könnte ggf. für eine Übergangszeit genutzt werden.

Eine weitere Herausforderung besteht in dem notwendigen Aufbau einer hinreichenden Anzahl großer Elektrolyseur- und Methanisierungseinheiten. Gegenwärtige Investitionskostenabschätzungen liegen bei ca. 1.000 - 2.000 EUR/kW_{el}. Damit könnte bei einem EE-Stromeinkauf zu 2 - 4 Ct/kWh_{el} synthetisches EE-Methan zu Vollkosten von schätzungsweise ca. 8 Ct/kWh_{th} produziert werden (Sternner u. a., 2010). Auch bei der Speichereffizienz gibt es noch Optimierungspotenzial: Der Power-to-Gas-Wirkungsgrad wird mit ca. 60 % abgeschätzt (Elektrolyseur: ca. 75 % / Methanisierer: ca. 80 %)¹⁷ (Sternner u. a., 2010). Zusammen mit einem angenommenen Gas-to-Power-Wirkungsgrad von rund 60 % (GuD-Kraftwerk) wäre ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 36 % darstellbar. Der relativ hohe Stromverlust von ca. 64 % für den Gesamtprozess relativiert sich angesichts der Tatsache, dass bei fehlender Realisierung von Alternativen zur Langzeitspeicherung durch dann notwendige temporäre Abregelung von EE-Anlagen ebenfalls Stromverluste in Kauf genommen werden müssten.

Für eine belastbare Abschätzung der Vor- und Nachteile des dargestellten Power-to-Gas-Konzepts im Vergleich zu anderen Speicherlösungen und unter Berücksichtigung von komplexen Wechselwirkungen innerhalb des Gesamtsystems ist es aufgrund der vorherrschenden Unsicherheiten noch zu früh. Die hier beschriebene Option der Methansynthese (auch SNG = Synthetic Natural Gas genannt) aus erneuerbaren Stromüberschüssen muss daher sorgfältig mit anderen Langfristspeicheroptionen verglichen werden. Als wichtigste Alternative ist hier die elektrochemische Stromspeicherung in Form von Wasserstoff zu nennen. Der Vorteil beim Wasserstoff ist insbesondere der, dass der zusätzliche Umwandlungsschritt der Methanisierung (mit ca. 20 % Energieverlust) entfällt und keine CO₂-Bereitstellung erforderlich ist. Demgegenüber stehen die Nachteile, dass Wasserstoff ein flüchtiges Element ist und somit – anders als bei Methan – erhöhte Speicherverluste in Kauf genommen werden müssen. Zudem müsste mehr oder weniger eine komplett neue H₂-Infrastruktur mit neuen Pipelines und Speichern sowie modifizierten Verdichterstationen und Kraftwerksturbinen aufgebaut werden. Lediglich bei anteiliger Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasnetz bis ca. 10 % könnte die vorhandene Infrastruktur genutzt werden.

unter optimistischen Annahmen (45 Mio. Autos á 10 kWh_{el}) nur ein Gesamtpotenzial von 0,45 TWh_{el} auf (Sternner u. a., 2010). In der Praxis würde das Speicherpotenzial allerdings dadurch eingeschränkt, dass die Erdgasspeicher auch bzw. bisher überwiegend für den saisonalen Ausgleich im Wärmemarkt eingesetzt werden.

¹⁷ Je nach Konzept muss eine zusätzliche Wirkungsgradeinbuße durch die Bereitstellung von CO₂ veranschlagt werden.

Fazit für den Einsatz von Erdgas im Stromsektor

Der verstärkte Einsatz von Erdgas im Stromsektor birgt besonders große Effizienz- und THG-Minderungspotenziale, insbesondere wenn vorrangig Kohlestrom mit seinen spezifisch hohen Emissionen substituiert werden kann. Die wichtigsten technologischen Anwendungen sind weiterentwickelte GuD-Kraftwerke im Bereich Großanlagen (mehrere hundert Megawatt, mit oder ohne Wärmeauskopplung), Motor-BHKW und perspektivisch Brennstoffzellen im Bereich mittelgroßer Anlagen (einige hundert Kilowatt bis mehrere Megawatt, ausschließlich mit Kraft-Wärme-Kopplung) sowie Mikro-Gasturbinen (ca. 50 bis 250 kW_{el}) mit der Möglichkeit zur Auskopplung industrieller Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau¹⁸. Die Aufzählung spiegelt einen wichtigen Vorteil von Erdgas wider, nämlich seine große Einsatzbreite für die Anwendung effizienter und klimaschonender Technologien. Mit der Einspeisung von Biogas in das allgemeine Gasnetz können zukünftig außerdem anteilig erneuerbare Energien in den vorhandenen Kraftwerkspark integriert werden. Die THG-Bilanz von Erdgaskraftwerken würde sich dadurch noch über die in Abb. 2-8 dargestellten Werte hinaus verbessern und wäre dann kompatibel mit ambitionierten Klimaschutz-Szenarien für den Strommix des Jahres 2050.

Wichtig ist die Erkenntnis, dass ein vermehrter Einsatz von Erdgas im Stromsektor nicht zwangsläufig zu einem höherem Gesamtverbrauch (über alle Sektoren) und damit zu einer erhöhten Erdgasabhängigkeit führen muss: Zum einen könnte durch gezielte politische Flankierung von Einsparmaßnahmen beim Stromverbrauch der absolute Erdgasmehreinsatz trotz steigender Anteile begrenzt werden. Zusätzlich könnte durch das Heben der gewaltigen Effizienzpotenziale im Wärmesektor (s. Kap. 2.1) Spielraum für eine Verschiebung von Erdgasmengen in den Stromsektor geschaffen werden.

Bei perspektivisch steigenden Anteilen von Windenergie- und Solarstrom kommt Erdgaskraftwerken neben der reinen Stromerzeugung außerdem noch eine wichtige Rolle in Bezug auf die Erbringung von Systemdienstleistungen zu. Aufgrund ihrer im Vergleich zu Kohle- oder auch Kernkraftwerken guten Regeleigenschaften können sowohl zentrale Großanlagen als auch kleine Erdgas basierte Stromerzeugungsanlagen zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien beitragen. Systematisch genutzt werden die Eigenschaften von Erdgas beispielsweise in sog. „virtuellen Kraftwerken“, in denen eine Vielzahl an kleinen, dezentralen Anlagen zusammengeschaltet werden. Flexibel einsetzbare Erdgas- oder Biogas-BHKW mit (größerem) Wärmespeicher ergänzen dabei in idealer Weise Wind- und Solarstromanlagen. Mit der Entwicklung der „Power-to-Gas“-Technologie, also der synthetischen Erzeugung von Erdgas aus Strom, kann Erdgas inklusiv seiner vorhandenen Infrastruktur (Leitungsnetze und große Erdgasspeicher) perspektivisch auch zur elektrochemischen Speicherung erneuerbaren Stroms zur Anwendung kommen.

Insgesamt können Erdgaskraftwerke damit eine wichtige effiziente und flexible sowie risiko- und treibhausgasarme Brückenfunktion auf dem Weg in ein erneuerbares und klimaverträgliches Energiezeitalter einnehmen.

¹⁸ Die Anwendungspotenziale von Erdgas-KWK-Anlagen für den kleinen, dezentralen Bereich (ca. 1 bis 50 kW_{el}) wurden bereits in Kapitel 2.1 (Wärmesektor) beschrieben.

2.3 Erdgas im Verkehrssektor: Wegbereiter für gasförmige regenerative Kraftstoffe

Erdgas kann nicht nur als Brennstoff für die stationäre Wärme- und Stromerzeugung sondern auch als Kraftstoffalternative zu Benzin in geringfügig modifizierten Ottomotoren von Kraftfahrzeugen eingesetzt werden. Mit komprimiertem Erdgas (CNG¹⁹) betriebene Autos und Busse gehören zum Stand der Technik und wurden von 1993/94 an auch in den deutschen Markt eingeführt. In wenigen anderen Ländern – vor allem Argentinien, Brasilien und Pakistan sowie Italien, Indien und USA – waren sie zu diesem Zeitpunkt bereits in größerem Umfang vertreten. Erdgas-Tankstellen gehören heute ebenfalls zum Stand der Technik. Sie wurden mehr oder weniger parallel mit der Marktentwicklung der Erdgasautos in Deutschland ausgebaut (siehe Abb. 2-11). Mittlerweile gibt es bundesweit über 800 Erdgastankstellen (Stand 2008), deren Zahl bis Ende des Jahres 2010 flächendeckend auf über 1.000 Stationen ausgebaut werden soll (E.ON Ruhrgas 2009).

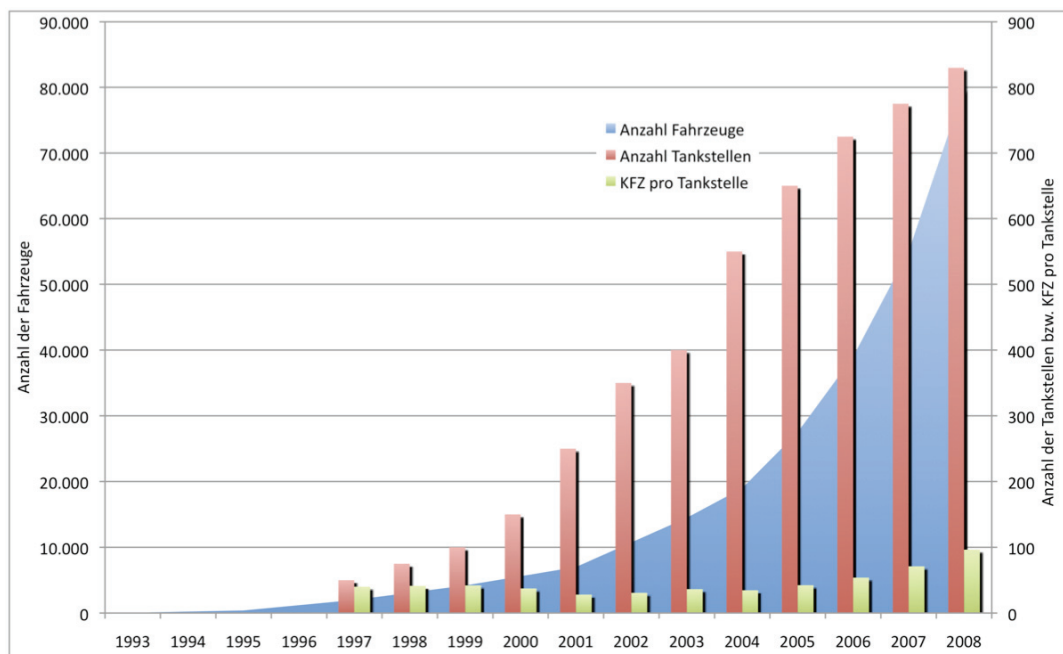


Abb. 2-11 Entwicklung von Erdgasfahrzeugen und Tankstellen in Deutschland

Quelle: (E.ON Ruhrgas 2009); eigene Berechnungen

Vor- und Nachteile von Erdgas als Kraftstoff

Die zentralen Vorteile von Erdgas als Kraftstoff im Vergleich zu Benzin und Diesel liegen im Umwelt- und Klimaschutzbereich. Aufgrund seiner Eigenschaften erfüllt Erdgas sowohl den europäischen EEV-Standard²⁰ als auch die EU-Abgasnorm Euro V²¹, die seit Sep. 2009

¹⁹ CNG = Compressed Natural Gas; üblich sind Speicherdrücke von 200 bar im Fahrzeug.

²⁰ EEV = Enhanced Environmentally Friendly Vehicle

²¹ Zum Vergleich: Nach Angaben des Kraftfahrt-Bundesamtes von Januar 2009 erfüllen 37,3 % (15,4 Millionen) aller in Deutschland zugelassenen Personenkraftwagen (41,3 Millionen) die alte Abgasnorm Euro 4 (Wikipedia 2009b)

europaweit für alle neuen PKW gilt. Konkret kann der Ausstoß an folgenden relevanten Luftschadstoffen entsprechend deutlich verringert werden²² (Wikipedia 2009a; EFZ 2009):

- Kohlenmonoxid (CO) um bis zu -75% bzw. -50% (ggü. Benzin- bzw. Diesel-PKW)
- Reaktive Kohlenwasserstoffe (HC) um bis zu -60% bzw. -80%
- Stickoxide (NOx) um bis zu -53% bzw. -70%
- Rußpartikel und Feinstäube um bis zu 99% (ggü. Diesel-PKW)

Erdgas ist zudem der kohlenstoffärmste fossile Energieträger und kann effizienter als Benzin und Diesel bereitgestellt werden. Daher kann die alternative Nutzung von Erdgas darüber hinaus auch einen nennenswerten Beitrag zur Reduktion von Treibhausgasen leisten. Der spezifische Treibhausgasausstoß von Erdgas liegt bezogen auf die Energieeinheit Megajoule und über die gesamte Bereitstellungskette (von der Quelle bis zum Tank) betrachtet bei rund 65 g und damit rein kraftstoffseitig um etwa 24 % niedriger als bei Diesel und Benzin (WUPPERTAL INSTITUT 2006). Dieser Vorteil wird allerdings bisher noch durch schlechtere Wirkungsgrade des Antriebs und aufgrund des höheren Tankgewichts zum Teil wieder aufgehoben. Dennoch verbleibt für Erdgasautos beim Treibhausgasausstoß gemessen in Gramm CO₂-Äquivalent pro Kilometer immer noch ein Vorteil im Vergleich zu Benzin von ca. 21 % und Dieselaautos von ca. 13 %²³ (BMVBS 2004b).

Ein weiterer, strategisch wichtiger Vorteil ist, dass eine stärkere Nutzung von Erdgas zur Diversifizierung der Energieträger und damit zur Reduzierung der bisher nahezu vollständigen Abhängigkeit von Erdöl im Straßenverkehr beiträgt. Ferner sind mit der Nutzung von Erdgasautos geringere Kraftstoffkosten verbunden, da für Erdgas als Kraftstoff bis zum Jahr 2018 ein ermäßigter Energiesteuersatz gilt.

Demgegenüber stößt die Markteinführung und -entwicklung von Erdgas als Kraftstoff trotz politischer Unterstützung und Förderung auf mehrere wesentliche Hemmnisse (siehe Tab. 2-3). Zum Beispiel wird zum Tanken eine neue flächendeckende Infrastruktur benötigt, deren Aufbau sich aber absehbar nur lohnt, wenn die Anzahl von Erdgasautos pro Tankstelle zügig und deutlich steigt. Umgekehrt hängt die Akzeptanz für den Kauf von Erdgasautos – neben den Anschaffungskosten – von einer ausreichend verfügbaren Infrastruktur ab. Dieses so genannte „Henne-Ei-Problem“ kann nur gelöst bzw. entschärft werden, wenn eine Seite – voraussichtlich müssen dies die Tankstellenanbieter sein – ausreichend in Vorleistung tritt.

Tab. 2-3 Vor- und Nachteile von Erdgas als Kraftstoff im Vergleich zu Benzin und Diesel

Stärken	Schwächen
Weniger Treibhausgase	Neue Infrastruktur (Erdgas-Tankstellen) benötigt
Deutlich weniger Luftschadstoffe	Geringere volumenbezogene Energiedichte und Kfz-Wirkungsgrade → geringere Reichweite → geringere Kundenakzeptanz
Ermäßigter Energiesteuersatz für Erdgas bis 2018 → geringere Kraftstoffkosten	Schwererer und ggf. zusätzlicher Tank
Wegbereiter für die Nutzung von Biogas und ggf. auch regenerativem Wasserstoff als Kraftstoffe	Höhere Anschaffungskosten von Erdgasautos

²² Beim Vergleich mit Benzinautos wurde H-Gas und beim Vergleich mit Dieselaautos L-Gas angenommen.

²³ Jeweils bezogen auf einen angenommenen Technologiestand im Jahr 2010. Für Elektro-Hybridfahrzeuge verbessert sich der relative Klimaschutzzvorteil von Erdgasautos noch deutlich.

Aktuelle Rahmenbedingungen und Perspektiven

Erdgas als Kraftstoff gehört laut der EU-Richtlinie (2003/30/EG)²⁴ neben Biokraftstoff und Wasserstoff zu den drei alternativen Kraftstoffen, denen mengenmäßig bis 2020 die größten Chancen eingeräumt wird. Demnach wird in dem zugehörigen „optimistischen Entwicklungsszenarium“ für Erdgas ein Marktanteil von zwei Prozent in 2010 und 10 % in 2020 unter der Voraussetzung aktiver Förderung für realistisch gehalten und angestrebt. Davon abweichend wird von der Expertengruppe „Kraftstoffmatrix“ im Rahmen der Kraftstoffstrategie der Bundesregierung „nur“ ein Marktanteil von 0,5 bis 1,0 % in 2010 und von 2 bis 4 % in 2020 für realistisch gehalten (BMVBS 2004a). Aktuell liegt der Anteil von Erdgas am Kraftstoffmarkt – analog zum Bestandsanteil der Erdgasautos – bei etwa 0,2 Prozent und wird bei trendgemäßer Entwicklung (bezogen auf die letzten drei Jahre) in 2010 voraussichtlich lediglich 0,3 % erreichen. Die Perspektiven für Erdgas als Kraftstoff scheinen daher aus heutiger Sicht und ohne wesentliche Lösung der o. g. Hemmnisse wenig erfolgversprechend.

Der mögliche Beitrag von Erdgas zur Verringerung der Treibhausgase aus dem PKW-Verkehr wäre mit etwa zwei Prozent in 2020 selbst im Fall des o.g. optimistischen EU-Szenarios ohnehin klein. Der Klimaschutzbeitrag kann aber deutlich erhöht werden, wenn Erdgas durch die Einspeisung von Biomethan, also auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (s. Kap. 4.4), ersetzt wird. Dadurch kann je nach Substrat für die Biogaserzeugung eine Verringerung von rund zwei Dritteln (bei Mais/Energiepflanzen) bis nahezu 100 % (Gülle) erzielt werden. Entsprechend der selbst gesteckten Ziele der Gaswirtschaft für die Substitution von Erdgaskraftstoff durch Biomethan von 10 % bis 2010 und 20 % bis 2020 könnte der Klimaschutzbeitrag um maximal diesen Prozentsatz im Vergleich zu Benzin und Diesel erhöht werden. Diese Option wird dadurch begünstigt, dass das Potenzial für Biogas im Vergleich zu allen anderen Bio-Kraftstoffen mit Ausnahme von BTL²⁵ am höchsten ist (Wuppertal Institut 2003). Für ein nennenswertes absolutes Reduktionspotenzial bleibt gleichwohl der weitere Ausbau an (Bio-)Erdgasautos und Tankstellen entscheidend.

Darüber hinaus könnte der heutige Infrastrukturausbau für den gasförmigen Kraftstoff Erdgas später unter Umständen auch für die Einführung von (regenerativ hergestelltem) Wasserstoff nützlich sein. Dies könnte zum einen auf der gestiegenen Akzeptanz für gasförmige Kraftstoffe und der anfänglich vereinfachten Einspeisung und Verteilung von Wasserstoff analog zur Biogaseinspeisung beruhen. Langfristig müsste aber die Infrastruktur zumindest angepasst wenn nicht gar neu aufgebaut werden, da sich die technisch relevanten Eigenschaften von Erdgas und Wasserstoff sehr voneinander unterscheiden.

²⁴ Richtlinie 2003/30/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 8. Mai 2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=oj:l:2003:123:0042:0046:de:pdf>

²⁵ BTL = Biomass-to-liquid (ein aus Biomasse via Fischer-Tropsch-Synthese hergestellter künstlicher Bio-Diesel)

Fazit für Erdgas als Kraftstoff

Erdgas kann als alternativer Kraftstoff vor allem zur Verringerung von Luftschadstoffen (Umweltschutz) und – in etwas geringerem Maße – von Treibhausgasen sowie zur Diversifizierung der Kraftstoffquellen für den Straßenverkehr beitragen. Der absolute Klimaschutzbeitrag von Erdgas allein wird aber selbst bei optimistischer Marktentwicklung auf wenige Prozentpunkte begrenzt bleiben. Er kann jedoch durch die Einspeisung von Biomethan deutlich erhöht werden. Aufgrund der Biomethan-Option und durch den für Erdgas notwendigen Aufbau einer Gas-Kraftstoff-Infrastruktur, die später ggf. auch für andere regenerativ hergestellte gasförmige Kraftstoffe verwendet werden könnte, kann Erdgas möglicherweise ein wichtiger Wegbereiter für alternative Kraftstoffe sein.

2.4 Fazit für Erdgasanwendungen in den Sektoren Wärme, Strom und Verkehr

Energieeffiziente, klimaschonende und innovative Anwendungen für Erdgas finden sich sowohl im Wärme-, im Strom- als auch im Verkehrssektor.

Im **Wärmemarkt** ist die wichtigste Erkenntnis, dass unter der Voraussetzung einer ambitionierten Klimaschutzpolitik insbesondere durch Gebäudedämmung, aber auch durch die Integration erneuerbarer Energien erhebliche Mengen an Erdgas eingespart werden können. Für den Restwärmebedarf könnte sinnvollerweise Erdgas mittelfristig noch für hocheffiziente Anwendungen (Brennwert-Solar, Gas-Wärmepumpe, dezentrale und Mikro-KWK, Brennstoffzelle) zum Einsatz kommen.

Im **Strommarkt** würde eine Ausweitung der Erdgasanwendungen (in hocheffizienten GuD- und KWK-Anlagen) zu Lasten von Kohlekraftwerken eine erhebliche Klimaschutzwirkung entfalten. Daneben werden zunehmend flexible Erdgaskraftwerke als Backup-System für fluktuierend einspeisende erneuerbare Energien (Wind- und Photovoltaikstrom) benötigt.

Im **Verkehrsbereich** sind die Einsatzpotenziale zwar begrenzt. Hier könnte Erdgas (CNG) jedoch einen gewissen Beitrag zur Diversifizierung leisten sowie Wegbereiter sein für gasförmige Alternativkraftstoffe wie z.B. Biomethan oder regenerativer Wasserstoff.

Wie Abb. 2-12 aus der BMU-Leitstudie 2008 zeigt, wäre es möglich, durch die Einsparungen im Wärmemarkt die zunehmenden Erdgasanwendungen im Strom- und KWK-Bereich als auch im Verkehrsbereich mehr als zu kompensieren. Aus Sicht der Anwendung wäre daher gegenüber der heutigen Versorgungssituation absolut keine erhöhte Abhängigkeit vom Erdgas zu befürchten.

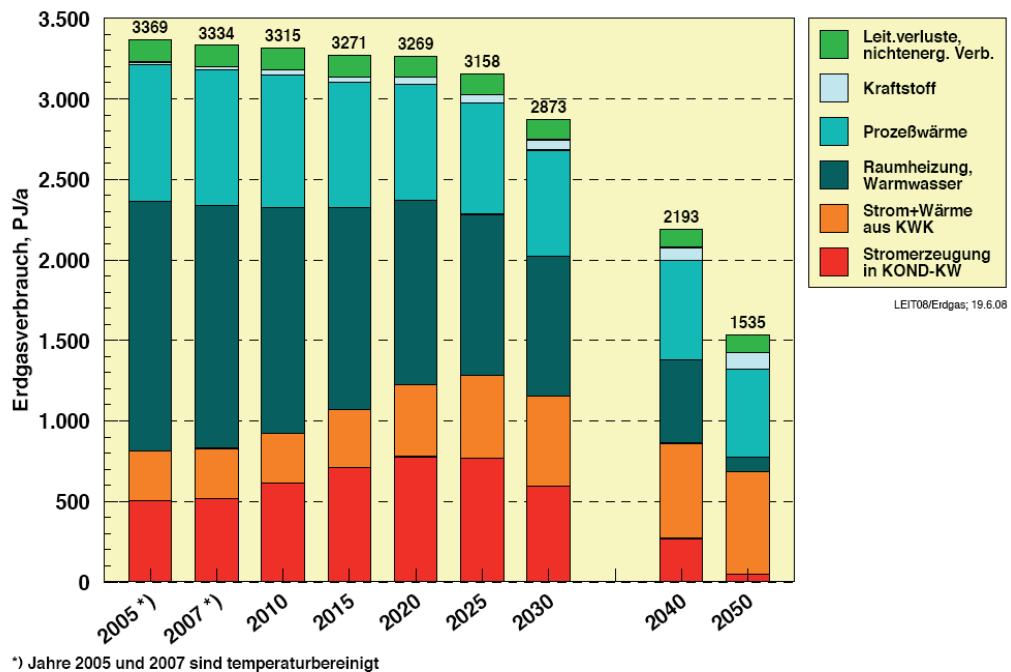


Abb. 2-12 Entwicklung des absoluten Erdgasverbrauchs nach BMU-Leitstudie 2008: Einsparungen im Wärmesektor können den verstärkten Erdgaseinsatz im Stromsektor überkompensieren.

Quelle: (Nitsch, 2008)

Insgesamt können somit Erdgasanwendungen eine wichtige Brückenfunktion hin zu einer langfristig vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung haben. In das vorhandene Erdgasnetz eingespeistes **Biomethan** (s. Kap. 4.4) kann dabei eine bedeutende Rolle spielen. Wie Abb. 2-13 verdeutlicht, gilt auch für Biomethan, dass kurz- und mittelfristig durch den Einsatz in hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung sowie im Stromsektor die mit Abstand größten Treibhausgas-Einsparungen erzielt werden können.

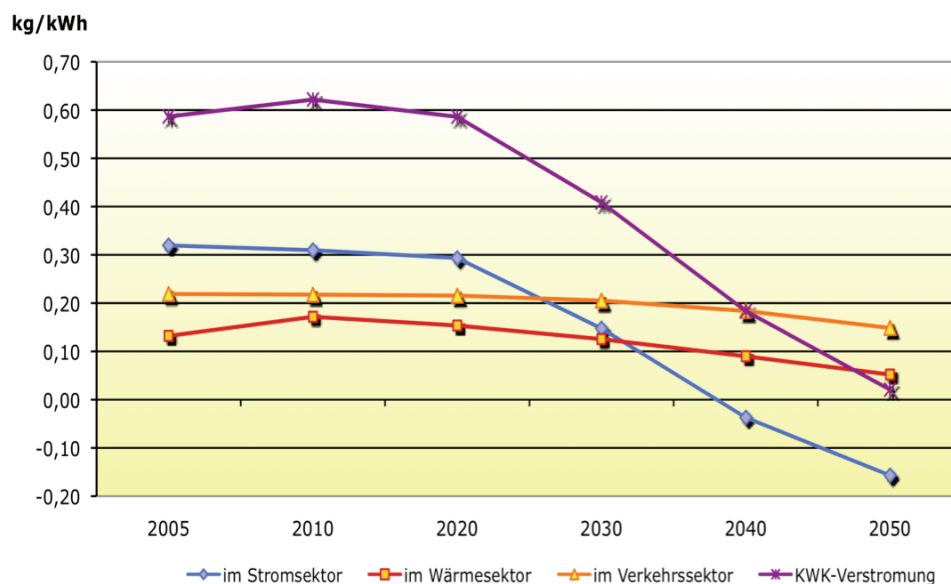


Abb. 2-13 THG-Einsparungen durch Biomethan in verschiedenen Anwendungspfaden gegenüber der Entwicklung im Leitszenario 2008

Quelle: (Urban et al. 2009)

3 Szenarienausblick: Die Rolle von Erdgas für die Energieversorgung von heute und morgen

Für Deutschland liegen heute eine Vielzahl von Szenarien vor, welche Entwicklungspfade mit ambitionierten Minderungen der Treibhausgasemissionen beschreiben. Dabei gibt es viele Gemeinsamkeiten in den vorhandenen Klimaschutzszenarien, unabhängig davon, ob sie bis 2020, 2030 oder bis 2050 angelegt sind. Es wird einheitlich von einem deutlichen Energieträgerwechsel ausgegangen: Die Nutzung von Stein- und Braunkohle geht sehr deutlich zurück, die Anteile erneuerbarer Energien steigen weiter deutlich an. Zusätzlich sinkt in allen Szenarien die Gesamtmenge an eingesetzter Primärenergie. Der Umfang des Energieträgerwechsels und die notwendige Steigerung der Energieeffizienz ergibt sich direkt aus der angestrebten Treibhausgasminderung. Abb. 3-1 zeigt eine Übersicht über den Primärenergiebedarf aktueller Klimaschutzszenarien bis 2020. Allen Szenarien ist gemein, dass Erdgas auch 2020 noch eine bedeutende Rolle spielt, relativ gesehen sogar an Bedeutung noch zunimmt.

Betrachtet wurden die Studien Klimaschutz: Plan B 2050 von Greenpeace (Barzantny, Vomberg, & Achner, 2009); Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050 vom WWF (Kirchner & Matthes, 2009); das Leitszenario 2009 des BMU (Nitsch & Wenzel, 2009); die RECCS-Studie des Wuppertal Instituts (Fischedick u. a., 2007) sowie die Politikszenerien für den Klimaschutz V des Umweltbundesamtes (Matthes, Markewitz, Dieckmann, Eichhammer, & Ziesing, 2009). Als Ausgangslage ist der Primärenergiebedarf 2008 dargestellt (BMW, 2009).

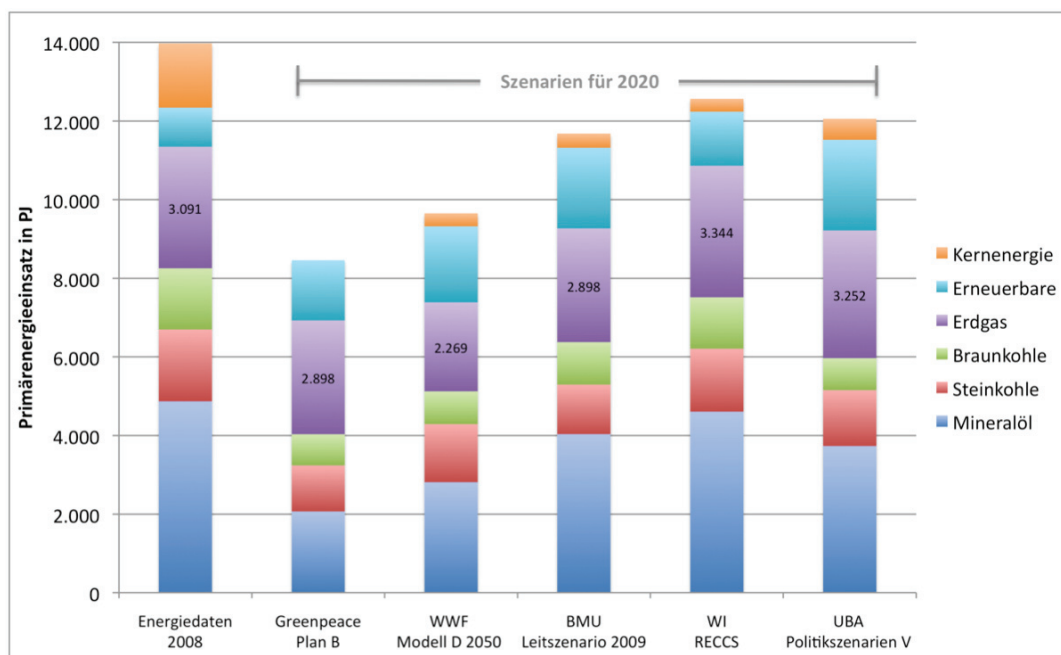


Abb. 3-1 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2020 verschiedener Klimaschutzszenarien (Erdgaseinsatz hervorgehoben)

Noch deutlicher werden die unterschiedlichen Rollen der Energieträger unter Klimaschutzbedingungen, wenn man sich, wie in Abb. 3-2 beispielhaft für das Jahr 2030 dargestellt, die *relativen* Unterschiede zum Ausgangsjahr 2008 ansieht. Erdgas ist derjenige fossile Energieträger, der selbst unter Zugrundelegung ambitionierter Minderungsziele von der Einsatzmen-

ge her die geringsten Einbrüche zu verzeichnen hat. Erdgas profitiert dabei davon, dass es der am wenigsten kohlenstoffintensivste fossile Energieträger ist und zudem in hocheffizienten Anwendungen (insbesondere im Rahmen der KWK) zum Einsatz kommen kann.

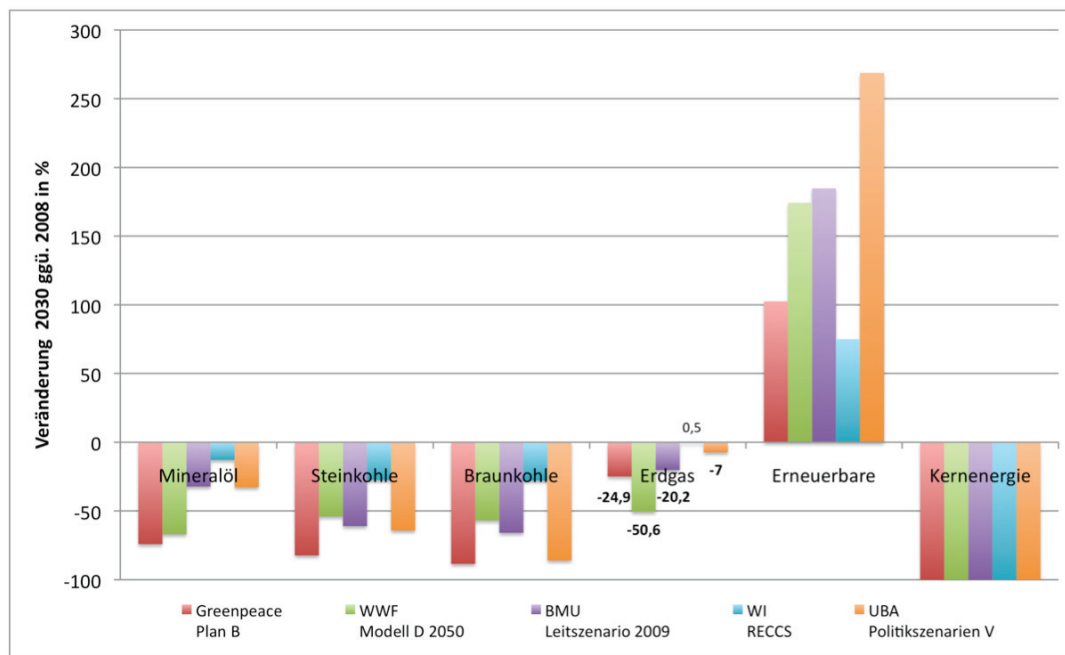


Abb. 3-2 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2030 verschiedener Klimaschutzszenarien relativ zum Jahr 2008

Längerfristig muss zwar auch Erdgas den Klimaschutzerfordernissen Tribut zollen. Der Vergleich langfristig orientierter Klimaschutzszenarien (Abb. 3-3) zeigt aber, dass Erdgas selbst im Jahr 2050 in allen hier dargestellten Entwicklungspfaden immer noch eine maßgebliche Rolle spielt. Erdgas kommt damit in den betrachteten Szenarien eine wichtige Brückenfunktion für den Aufbau einer weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung zu.

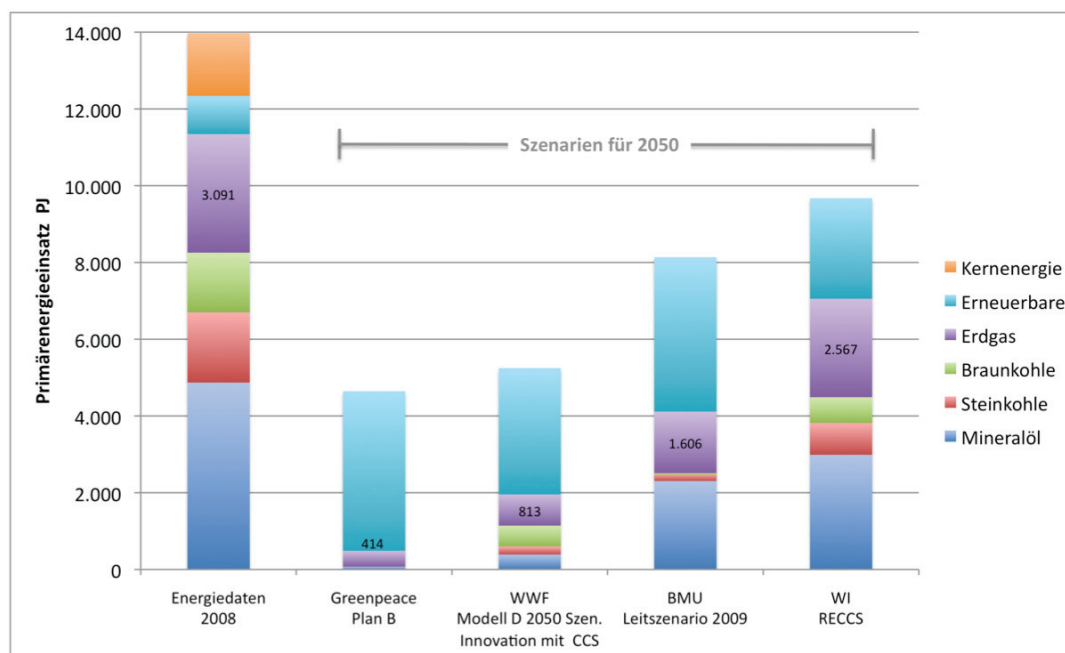


Abb. 3-3 Vergleich des Primärenergieeinsatzes 2050 verschiedener Klimaschutzszenarien

Auch wenn die Gesamtmenge an verbrauchtem Erdgas sinkt, bleibt der Energieträger in den meisten Szenarien prozentual doch von Bedeutung (vgl. Tab. 3-1). Allerdings ändert sich den Szenarien zufolge die Nutzungsstruktur des Energieträgers gegenüber der heutigen Energieinfrastruktur, wie dies nachfolgend anhand ausgewählter Studien deutlich gemacht wird.

Tab. 3-1 Erdgasanteile für verschiedene Szenarien in den Jahren 2030 und 2050 (Erdgasanteil 2008: 22,1 %)

alle Angaben in [%]	Greenpeace Plan B	WWF Modell Deutsch- land 2050	BMU Leitszenario 2009	WI RECCS
Anteil Erdgas 2030	38,1	20,7	25,1	26,9
Anteil Erdgas 2050	8,9	15,5	19,7	26,5

Im **Greenpeace-Szenario Plan B**, das einen fast kompletten Ausstieg aus der fossilen Energienutzung bis 2050 vorsieht, bleiben Gaskraftwerke bis 2040 in Betrieb, während Kohlekraftwerke schon deutlich früher vom Netz genommen werden. Trotz eines höheren Einsatzes im Stromsektor nimmt der Erdgasbedarf im Szenario bis 2020 absolut gesehen aufgrund paralleler Einsparbemühungen vor allem im Raumwärmebereich um 7,5 Prozent und bis 2030 sogar um 26 Prozent ab. Der Einsatz von Erdgas in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK) steigt bis 2040 gegenüber 2007 um das Doppelte. Erst 2050 wird in dem Szenario die KWK vollständig über Biomasse (inkl. Biogas) dargestellt. In der Stromerzeugung verschiebt sich der Anteil der fossilen Energieträger von Kohle auf Erdgas, bevor die erneuerbaren Energien den größten Anteil haben. Im Verkehr spielt Erdgas in diesem Szenario kaum eine Rolle, lediglich im ÖPNV wird ein begrenztes Potential gesehen.

Auch im **WWF-Szenario Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050** (Innovations-Szenario ohne CCS) wird Erdgas mittelfristig hauptsächlich im KWK-Bereich eingesetzt. In der langfristigen Betrachtung sinkt die Erzeugung von KWK-Strom zwischen 2005 und 2050 um mehr als die Hälfte aufgrund des deutlich sinkenden Wärmebedarfs im Gebäudebestand. Daraus resultiert ein Rückgang der Stromerzeugung aus Erdgas bis 2050 um 83 % gegenüber 2005. Strom aus Erdgas wird dann hauptsächlich als Regelenergie und nur noch zu einem geringen Umfang in der Kraft-Wärme-Kopplung genutzt. Der Energieträger-Mix verschiebt sich von fossilen Brennstoffen (Erdgas mit 27 % in 2005) zu den erneuerbaren Energien. Im Verkehr hat Erdgas nur geringe Anteile, auch wenn sie im motorisiertem Individualverkehr leicht steigen. In der Studie wird in der Variante „Innovation ohne CCS“ zwischen 2008 und 2050 insgesamt mehr als die Hälfte der neu zugebauten fossilen Kraftwerkskapazität (24,2 GW) durch Erdgaskraftwerke dargestellt. Der Beitrag von Stein- und Braunkohlekraftwerken resultiert in diesem Szenario überwiegend aus bereits heute in Bau befindlichen Anlagen. Dieses Bild ändert sich, wenn davon ausgegangen wird, dass über die CCS-Technologie²⁶ die Möglichkeit bestehen sollte, Kohlekraftwerke deutlich klimaverträglicher zu betreiben. In diesem Fall würde sich der Zubau von Erdgaskraftwerken verringern, gleichzeitig gäbe es gegenüber der Variante ohne CCS einen verstärkten Zubau an Stein- und Braunkohlekraftwerken.

²⁶ Carbon Capture and Storage: Abscheidung und Lagerung von CO₂

Im **Leitszenario 2009** steigt der Erdgaseinsatz in der KWK bis 2050 auf den doppelten Wert verglichen mit 2008. Demgegenüber steht jedoch eine Verminderung des Erdgaseinsatzes für den Wärmebedarf aufgrund fortschreitender Wärmedämmung, so dass die Gesamtnachfrage nach Erdgas bereits bis 2020 um 10 % sinkt. In 2050 werden nur noch 50 % der Erdgasmenge von 2008 benötigt. 2050 wird Erdgas nach dem Leitszenario kaum noch in der reinen Stromerzeugung und Raumheizung eingesetzt. Deutliche Anteile verbleiben in der KWK und in der Prozesswärmebereitstellung (Nitsch & Wenzel, 2009, S. 35). Laut Leitszenario erfordert die angestrebte und notwendige Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung als auch die Notwendigkeit, die CO₂-Emissionen in der Zeit des Kernenergieückbaus in ausreichendem Maße zu reduzieren, in der Zeit bis 2030 eine Ausweitung des Erdgaseinsatzes im Stromsektor. Im Verkehr steigt der Einsatz von Erdgas leicht, der Anteil bleibt aber gering.

Aufgrund der bedeutenden Rolle des Stromsektors für die klimaverträgliche Umgestaltung des Energiesystems stellt nachfolgende Abbildung noch einmal unterschiedliche Entwicklungspfade unter Einbeziehung der oben bereits aufgeführten Szenarien in Bezug auf den Stromerzeugungsmix vergleichend dar.

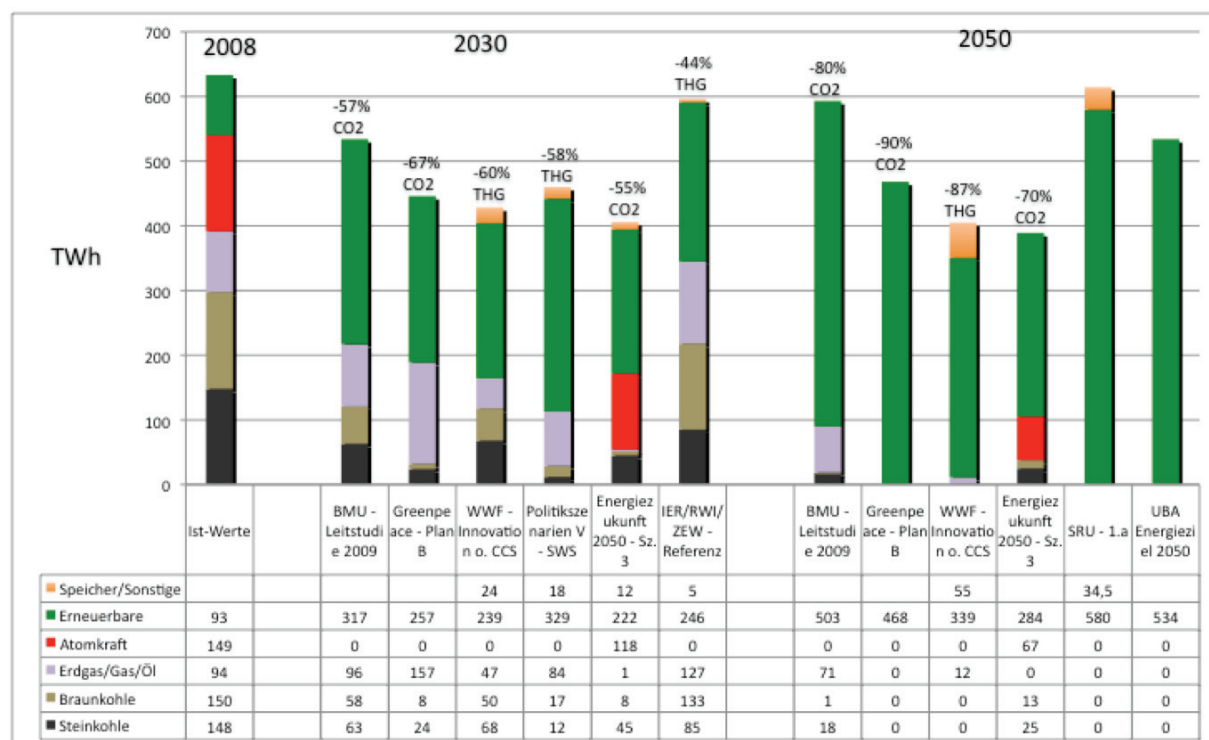


Abb. 3-4 Vergleich des Stromerzeugungsmixes in 2030 und 2050 für verschiedene Klimaschutzszenarien

Die Darstellung bestätigt noch einmal die mittelfristig grundsätzlich steigende Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung, auch wenn die absoluten Vorgaben von Szenario zu Szenario stark schwanken. Die Szenarien spannen eine Bandbreite für das Jahr 2030 auf, die von einer Halbierung des heutigen Stromerzeugungsbeitrags von Erdgas bis zu einer Erhöhung um mehr als 60% reicht. In 2050 liegt der Beitrag des Erdgases zur Stromerzeugung in allen Szenarien unterhalb des heutigen Niveaus. Einige der dargestellten Zukunftspfade gehen davon aus, dass die Nachfrage nach elektrischer Energie bis 2050 vollständig auf der Basis erneuerbarer Energien erfolgen kann. Damit schwindet aber nur scheinbar die Bedeutung des Energieträgers Methan: Nach wie vor kommt Methan zum Einsatz, nun aber in der Form von Biogas oder aber in der Form von synthetischem Erdgas, das mit Hilfe des Power-to-

Gas-Verfahrens aus Strom aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Das dann noch eingesetzte Erdgas bzw. Methan ist dann vollständig heimischen Ursprungs. Dies zeigt die große Flexibilität des Energieträgers Erdgas und auch den Nutzen der bestehenden Erdgasinfrastrukturen. Grundsätzlich ließe sich die Funktion des Erdgasnetzes noch erweitern, wenn auch anteilig regenerativer Wasserstoff in das Netz eingespeist wird²⁷.

Erdgas hat in allen betrachteten Szenarien mittelfristig eine wichtige Rolle in der Wärmebereitstellung in KWK. Dies ist im wesentlichen getrieben von den deutlich geringeren Treibhausgasemissionen gegenüber Kohle und den Effizienzvorteilen gegenüber der ungekoppelten Stromerzeugung. Langfristig bis 2050 ändert sich das Bild, da durch die in allen Szenarien angenommene Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich die Wärmenachfrage sinkt und gleichzeitig erneuerbare Energien einen stärkeren Stellenwert haben. Im Verkehr gehen alle betrachteten Szenarien davon aus, dass Erdgas nur eine geringe Rolle spielen wird.

Neben dem direkten Beitrag zur Stromerzeugung oder Wärmebereitstellung kommt dem Einsatz von Erdgas in Kraftwerken auch ein **Systemdienstleistungsbeitrag** zu. Bisher ist das Stromsystem in Deutschland daran ausgerichtet, dass an zentralen Standorten grundlastfähige Kraftwerke auf Braunkohle- und Uranbasis gleichmäßig Strom erzeugen und über ein zentral ausgebautes Netz landesweit verteilen. Darüber hinaus tragen zumeist mit Steinkohle teilweise auch mit Erdgas betriebene Kraftwerke zur Mittellaststromerzeugung bei.

Inzwischen wird immer deutlicher, dass sich diese Grenzen verschieben und zukünftige Energiesysteme als Folge des Ausbaus erneuerbarer Energien deutlich andere Strukturen aufweisen und andere Anforderungen an die konventionellen Kraftwerke gestellt werden. Für den verbleibenden konventionellen Kraftwerkspark heißt dies, dass er deutlich flexibler sowohl auf der Einspeiseseite als auch auf der Nutzerseite auf unterschiedliche Lastflüsse respektive Einspeisungen reagieren können muss. Nicht nur die vermehrte Nutzung von erneuerbaren Energien, sondern auch zusätzliche KWK-Systeme bedingen eine stärkere Dezentralität des Energiesystems. Viele Erneuerbare-Energien-Systeme wie Photovoltaik oder Windkraftanlagen (onshore) sind über das ganze Netzgebiet verteilt. Die KWK-Nutzung ist ebenfalls dezentral, da Wärme nur über eine begrenzte Entfernung sinnvoll geliefert werden kann. Die zunehmende Einspeisung von Strom aus fluktuierenden Quellen wie Windenergie oder solarer Strahlungsenergie stellt somit auch die Stromnetze in Deutschland und Europa vor neue Herausforderungen (vgl. Kap. 2.2 auf S. 14 ff.).

Es stellt sich daher die Frage, welche Möglichkeiten es zur Systemanpassung gibt. Drei Bereiche bieten dort Ansätze: die Nachfrageflexibilisierung, der Netz- und Speicherausbau sowie die Integration von Kraftwerken mit anderen zeitlichen Stromerzeugungsmustern. Neben der schon angesprochenen Nutzung von synthetischem Erdgas als Speicher kann Erdgas insbesondere beim letztgenannten Punkt in Zukunft eine größere Rolle spielen, da Erdgaskraftwerke im Gegensatz zu Braunkohle- oder Atomkraftwerke flexibel gefahren werden können und sowohl Mittel- wie auch Spitzenlaststrom liefern können. Auch gegenüber Steinkohlekraftwerken bieten sie eine höhere Leistungsdynamik. Als dezentrale Kraftwerksanlagen ausgelegt, kann zusätzlich auch der Wärmespeicher zur Flexibilisierung des Stromangebotes genutzt werden. Vollständig oder teilweise stromorientiert betriebene Anlagen können so zusätzlich zur Abpufferung der fluktuierenden Einspeisung beitragen. Erd-

²⁷ Nach heutigem Kenntnisstand können die bestehenden Erdgasinfrastrukturen 10 bis 15% Wasserstoffanteile vertragen.

gaskraftwerken kann so eine wichtige Systemfunktion im Verbund zukommen und dazu beitragen, eine Brücke in eine auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung zu bauen.

4 Woher beziehen wir Erdgas heute und was wird sich daran zukünftig ändern?

Der fossile Brennstoff Erdgas hat in den letzten 40 Jahren für die deutsche und die europäische Energieversorgung zunehmend an Bedeutung gewonnen. Seit Anfang der 1970er Jahre ist eine verstärkte Diversifizierung und Internationalisierung des Gasmarktes zu beobachten. Das liegt nicht zuletzt daran, dass als Folge der Ölkrise angestrebt wurde, die europäische Energieversorgung nicht allein auf Kohle und Öl aus den OPEC-Staaten zu gründen, sondern auch andere Energieträger einzusetzen. Parallel stiegen durch die Exploration großer Erdgasfelder in Sibirien und Norwegen die Möglichkeiten der Erdgasimporte via Überland-Pipelines. Durch diese beiden Entwicklungen gewann der Gasmarkt rapide an Fahrt, die Diversifizierung der Zulieferquellen setzte ein und wird sich auch zukünftig weiter fortsetzen.

Das erste sibirische Erdgas erreichte die Bundesrepublik 1973. Vier Jahre später, 1977, folgte der Import aus Norwegen aus dem Trollfeld (OECD/IEA 2008a). Aufgrund der rapiden Zunahme der Erdgaseinfuhr aus der Sowjetunion stieg in der Bundesrepublik die Befürchtung, dass die Abhängigkeit zu groß werden könnte. Deshalb legte die Bundesregierung Anfang der 80er Jahre vorübergehend ein Einfuhrlimit für sowjetisches Erdgas von maximal 30% am Erdgasimport fest (OECD/IEA 2008a).

Bezeichnend für den Gasimportmarkt sind die langfristigen Vertragslaufzeiten und Einfuhrbindungen. Die Gasproduktion und vor allem auch der Aufbau der Gasinfrastruktur benötigten hohe Investitionen. Insbesondere wenn man aus den unwirtlichen Gegenden Sibiriens über ca. 5.000 Kilometer Ferngasleitungsnetz verlegen muss, braucht man langfristige Investitionssicherheit, die durch vertraglich gebundene Abnahmeabsicherung (u.a. die „Gas-gegen-Röhren“-Geschäfte mit der früheren Sowjetunion) ermöglicht wurde. Gleichzeitig ist der Ausbau der Überland-Pipelines aber auch eine Absicherung der Gasabnehmer, da hierdurch die „Zufuhrrichtung“ über Dekaden festgelegt wird.

4.1 Importmix heute

Das heute in Deutschland verfügbare Erdgas stammt zu über 85% aus dem Ausland. Wie Abb. 4-1 links zeigt, haben sich sowohl die importierten und genutzten Mengen als auch die jeweiligen Anteile am Deutschland-Mix seit den 80er Jahren stark verschoben. Mit 38% hat das Gas aus Russland den bei weitem größten Anteil am Erdgasaufkommen, gefolgt von norwegischem Gas mit 28%. Das Gas aus den Niederlanden, welches bis in die 80er Jahre den deutschen Markt dominierte, hat jetzt (Stand: 2008) nur noch einen Marktanteil von knapp 17% der kaum höher liegt als der Anteil der deutschen Eigenproduktion von 14% (BMWi 2009). Die restlichen vier Prozent stammen aus Dänemark und Großbritannien.

Bei den Zahlen zur Herkunft des Erdgases muss unterschieden werden zwischen dem **Aufkommen**, d.h. der Menge an Gas, die aus eigener Produktion und aus Importen zur Verfügung steht, und dem **Gasverbrauch**, d.h. der Menge an Gas, die in Deutschland eingesetzt wird. Da Deutschland große Mengen Erdgas weiterleitet, also wieder exportiert, ist das Aufkommen deutlich höher als der Verbrauch. Die Marktanteile einzelner Förderregionen (einschließlich der heimischen Förderung) werden dagegen meist bezogen auf das Aufkommen dargestellt.

Die zunehmende Bedeutung von Gas erkennt man an dem aktuellen Anteil am Primärenergieverbrauch von ca. 23% (in 2007) gegenüber 8,5% Anfang der 70er Jahre (OECD/IEA 2008b).

Eine ähnliche Entwicklung ist auch für die gesamte EU zu beobachten: Der Anteil von Erdgas stieg im Durchschnitt der europäischen OECD-Mitgliedsländer²⁸ im selben Zeitraum von 9,3% auf 24%. Im Vergleich zum deutschen Gasmarkt ist die Bedeutung des russischen Erdgases mit einem Anteil am Gasverbrauch von unter 25% (OECD/IEA 2008b) etwas geringer.

Die EU-27 hat beim Erdgas eine Importabhängigkeit von rund 60% (OECD/IEA 2008b, s.a. Abb. 4-2). Dabei fallen ca. 37% der Importe auf Russland und gut 1% auf die ehemaligen sowjetischen Staaten Turkmenistan und Usbekistan. Ca. 25% der Importe werden aus Norwegen eingeführt. Aus dem nordafrikanischen Algerien stammen 16% der Gaseinfuhr (EUROSTAT 2009). Die restlichen Einfuhrländer haben jeweils mit unter 5 % an den Einfuhren nur einen geringen Anteil (siehe Abb. 4-1 rechts). Das Erdgas aus Ägypten, Libyen, Katar, Nigeria, z.T. Algerien und Trinidad & Tobago wird in verflüssigter Form als sog. LNG (s. Infobox auf S. 36) importiert.

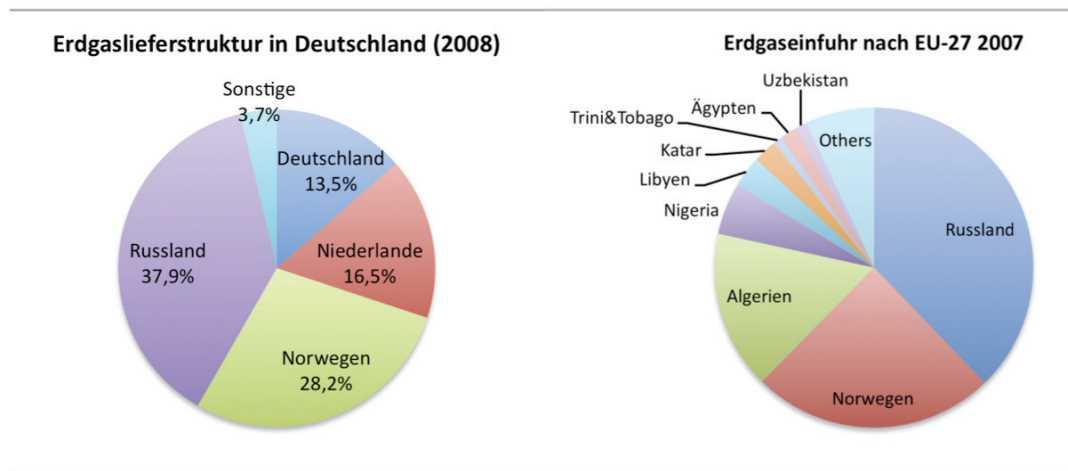
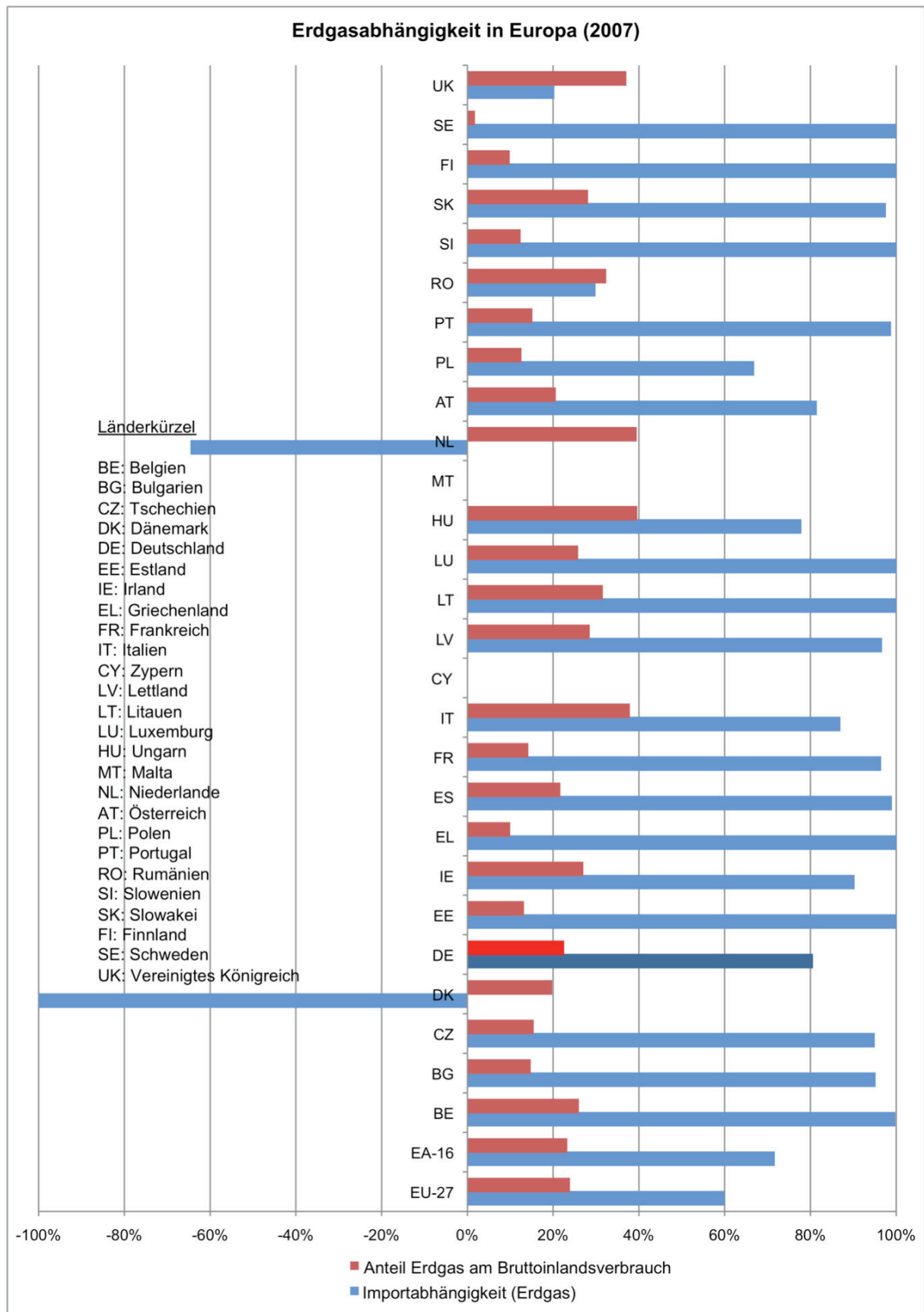


Abb. 4-1 Erdgasbezug nach Lieferländern (Deutschland¹: inkl. inländischer Förderung; EU-27²: nur Importe, ohne Förderung innerhalb der EU)

Quellen: 1: (BMW, 2009); 2: (Eurostat 2009a)

In Abb. 4-2 werden zudem die unterschiedlichen Importabhängigkeiten der einzelnen EU-Staaten abgebildet sowie die Anteile von Erdgas am Bruttoinlandsverbrauch. Lediglich die Niederlande und Dänemark sind Netto-Exporteure von Erdgas, alle anderen EU-Staaten müssen netto Gas importieren. Der Anteil von Erdgas am Bruttoinlandsverbrauch liegt EU-weit bei knapp 24%, wobei er je nach Mitgliedsstaat von 0% (auf Malta oder Zypern) bis fast 40% (in den Niederlanden, Großbritannien oder Italien) schwanken kann. Tendenziell wird die Importabhängigkeit in Zukunft steigen und mittelfristig werden auch die Niederlande und Dänemark zu Netto-Importeuren von Erdgas werden.

²⁸ Hierunter versteht die IEA die EU-Mitgliedsländer, Norwegen, Island die Schweiz sowie die Türkei.

Abb. 4-2 Importabhängigkeit¹ und Anteile am Bruttoinlandsverbrauch² für Erdgas in den Ländern der EU-27

Quellen: 1: (Eurostat 2009a) / 2: (Eurostat 2009b)

4.2 Verteilung der globalen Erdgasreserven und -ressourcen

Die globalen Erdgasreserven werden auf 170 – 185 Billionen Kubikmeter geschätzt. Dies entspricht ungefähr dem 40- bis 45-fachen des derzeitigen weltweiten Jahresverbrauchs. Zu diesen Reserven kommen die sogenannten Ressourcen in einer möglichen Größenordnung von über 100 Billionen Kubikmetern. Als Ressourcen werden Vorkommen bezeichnet, die bisher nicht oder nur mit sehr großem Aufwand zu fördern sind (hierzu gehören z. B. vermutete Vorkommen in der Arktis). Damit scheint die Versorgung mit Erdgas von Seiten der natürlichen Vorkommen auf Jahrzehnte gesichert zu sein. Nichtsdestotrotz ist auch Erdgas ein endlicher Energieträger, und die im Erdölbereich geführte Diskussion über ein maximal mögliches Produktionsniveau bei gleichzeitig steigender Nachfrage (Peak Oil) wird in den kommenden Jahren möglicherweise auch beim Erdgas geführt werden: Peak Gas als das globale Fördermaximum mit dem anschließenden unaufhaltsamen Rückgang der Fördermengen.

Erdgas ist jedoch trotz der großen Vorkommen – ähnlich wie beim Erdöl – global sehr ungleich verteilt (s. Abb. 4-3) Unter russischem Territorium lagern ca. 30 % der globalen Reserven, Iran und Katar verfügen gemeinsam über dieselbe Menge. Damit befindet sich über die Hälfte der Erdgasreserven in drei Ländern. Allein in der Region Naher Osten (hauptsächlich die Staaten am Persischen Golf) sind über 40 % der Reserven konzentriert.

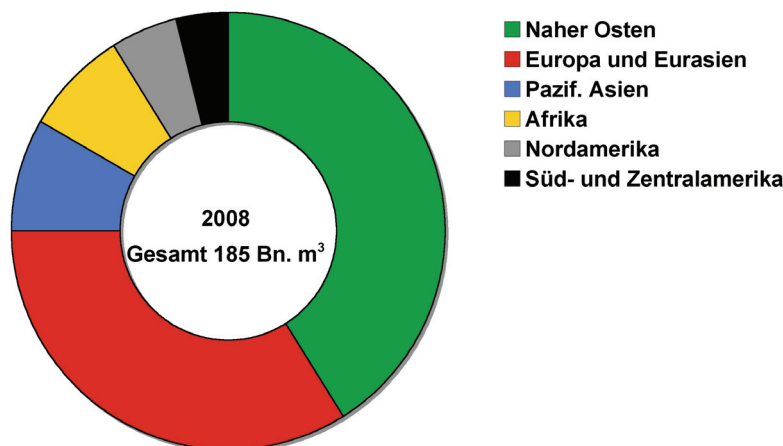


Abb. 4-3 Verteilung der globalen Erdgasreserven (Stand 2008)

Quelle: (BP 2009)

Während in zahlreichen Ländern, z. B. in Westeuropa, die Erdgasreserven schwinden und die Förderung sinkt, gewinnen die verbleibenden erdgasreichen Länder zunehmend an Bedeutung. Hierdurch kann ein Ungleichgewicht entstehen, auf dessen einer Seite immer weniger Produzenten verbleiben, auf dessen anderer Seite sich eine wachsende Zahl an Erdgaskonsumenten drängen könnte. Dabei ist ein Vorteil aus europäischer Sicht, dass ein großer Teil der Weltreserven in einem auch für Pipelines erschließbaren Radius von maximal ca. 4.000 km von der EU entfernt liegt.

Der Anteil der europäischen OECD-Länder an den Weltreserven betrug 2007 ca. 2,7 – 3,3 %, wovon ca. die Hälfte auf Norwegen fällt mit 4,7 – 5,4 Bill. m³ (OECD/IEA 2008b; BP 2009). Die Niederlande verfügen noch über 1,2 – 1,4 Bill. m³, Deutschland über 0,1 – 0,2 Bill. m³. Russland hat einen Anteil von 23,4% an den globalen Reserven (ca. 43 Bill. m³) und das

Gebiet der ehemaligen Sowjetunion verfügt insgesamt über 54 – 57 Bill. m³, was ca. 30 – 32 % des Weltanteils entspricht (BP 2009; OECD/IEA 2009).

4.3 Zukünftige Lieferstrukturen

In den kommenden Jahrzehnten werden sich die Strukturen des Erdgasbezugs in Deutschland und europaweit erheblich verändern. Die seit den 1970er Jahren zu beobachtende Diversifizierung wird weiter voranschreiten. Unabhängig von der Entwicklung des Verbrauchs in Deutschland wird für die kommenden Jahrzehnte erwartet, dass die Importe aus den EU-Ländern gegen Null tendieren werden. Erdgas aus Großbritannien und Dänemark wird in den kommenden zehn Jahren fast keine Rolle mehr für den deutschen Markt spielen. Auch das Erdgas aus den Niederlanden wird nur noch in den nächsten ca. 10 - 15 Jahren importiert werden. Ebenso wird die Menge des in Deutschland geförderten fossilen Erdgases stark absinken, bis 2030 schätzungsweise auf ein Viertel der heutigen Förderung, d.h. von heute ca. 14 Mrd. m³ auf dann 3 bis 4 Mrd. m³ (siehe Abb. 4-4).

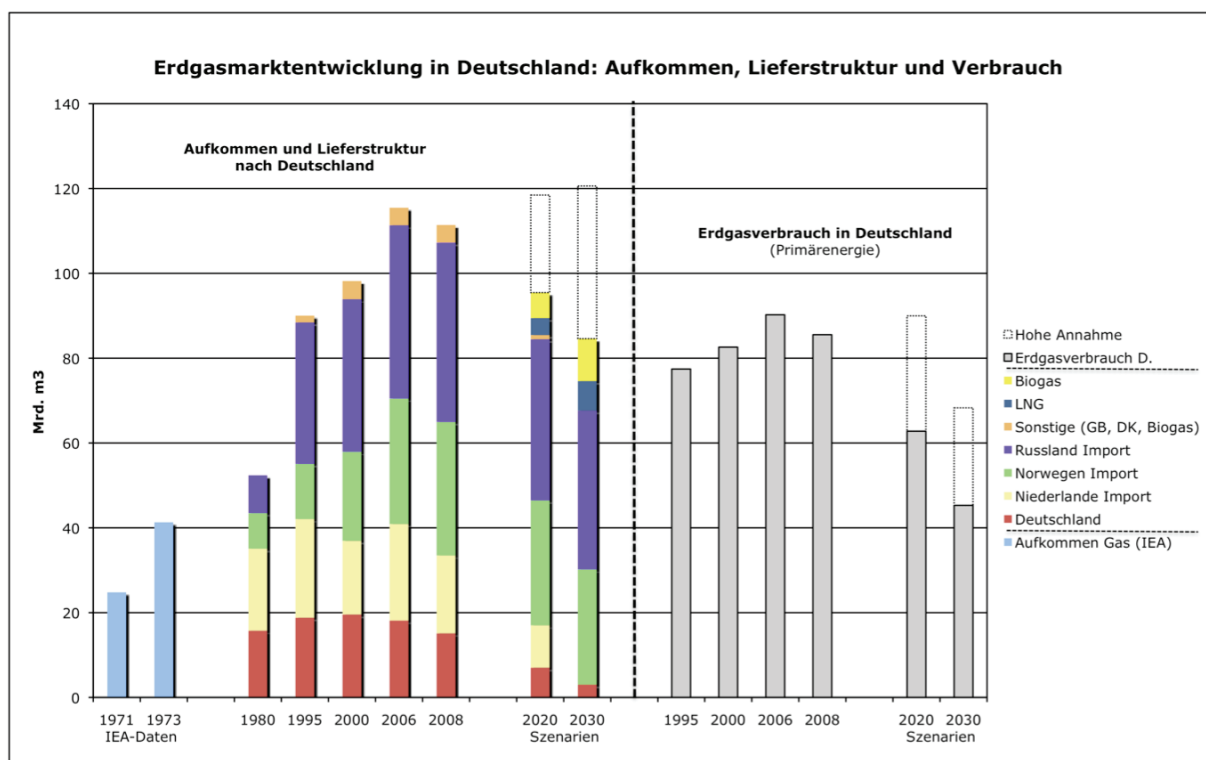


Abb. 4-4 Entwicklung des Aufkommens, des Verbrauchs und der Lieferstruktur am deutschen Erdgasmarkt

Quellen: Aufkommen: (BMWi 2009); (OECD/IEA 2008b); (Verbundnetz Gas AG 2009); Gasaufkommen (einschließlich Abfackelungen und Verarbeitungsverluste), Umrechnung der PJ über 0,02767 Mrd. m³/PJ; Szenarien PE-Verbrauch: (Matthes et al. 2009); (Nitsch und Wenzel 2009); (Kirchner und Matthes 2009); Szenarien Aufkommen und Lieferstruktur: Niedrigverbrauchsszenario (Lechtenböhrer und Dienst 2008)

Das **Gasaufkommen** umfasst nicht nur den tatsächlichen Erdgasverbrauch in Deutschland, sondern auch die Verluste (Transport, Verteilung, Eigenverbrauch der Infrastruktur etc.) sowie die Gasweiterleitungen ins benachbarte Ausland (Ungarn, Schweiz, Italien, Niederlande, Polen, Schweiz, Slowakische Republik). Über die Frage, welches Gas weitergeleitet wird und welches zum Verbrauch in Deutschland verbleibt, liegen keine genauen Zahlen vor.

Der **Erdgasverbrauch** (hier Primärenergieverbrauch) beschreibt den Verbrauch aus Industrie, Gewerbe, Verkehr und Haushalten. Die Differenz zwischen dem Aufkommen und dem Verbrauch in Deutschland ist auf eine erhöhte Durchleitung v.a. des russischen Erdgases zurückzuführen.

Der Rückgang der heimischen Erdgasförderung kann aber zum Teil durch die Produktion von **Biomethan** ausgeglichen werden, für das bis 2020 ein Marktanteil von 6 % erwartet wird (Lechtenböhmer und Dienst 2008). Dieser Anteil könnte je nach Entwicklung des Gasaufkommens und -verbrauchs bis 2030 auf 10-12 % steigen. Die Gaswirtschaft und die Politik streben derzeit Einspeisemengen von Biomethan von bis zu 10 Mrd. m³ im Jahr 2030 an. Allerdings muss sich die quantitative und technische Realisierbarkeit in der Zukunft noch bestätigen (vgl. Kap. 4.4).

Neben heimischem Biomethan wird auch **verflüssigtes Erdgas** (LNG, siehe Infobox) als weitere Bezugsquelle zur Verfügung stehen. Das LNG wird voraussichtlich hauptsächlich aus Algerien stammen, könnte aber zukünftig auch aus zahlreichen anderen Erdgas-Förderländern, wie z.B. Ägypten, importiert werden. Im hier verwendeten Szenario, welches von einem Rückgang des Gasaufkommens bis 2030 um 17% ausgeht, wird ein LNG-Anteil am Gasaufkommen von 8% vorausgesagt. Bei höherem Gasbedarf könnte sich dieser Anteil stark erhöhen (Lechtenböhmer und Dienst 2008).

LNG

Die Einfuhr von Erdgas ist auch ohne ein bestehendes Ferngasleitungsnetz aus dem Fördergebiet möglich. Dafür wird das Erdgas zu sogenanntem LNG (liquified natural gas) verflüssigt. Durch Abkühlung auf minus 161°C wird das Gas flüssig und dadurch auf ein 600stel seines Volumens komprimiert. Über Spezialschiffe, welche die Kühlung sicherstellen, wird das LNG zu speziellen Importhäfen transportiert und in sogenannten Regasifizierungs-Terminals wieder zu Gas umgewandelt. Der Bau von LNG-Umwandlungsanlagen bzw. Import- und Exporthäfen erfordert zwar ebenfalls hohe Investitionen, öffnet aber die Möglichkeit eines flexiblen weltweiten Handels. LNG wird deshalb den Gasmarkt in der Zukunft erheblich flexibilisieren.

Weltweit gesehen wird LNG in den kommenden Dekaden enorm an Bedeutung gewinnen. Laut (OECD/IEA 2008a) wird der Anteil im Jahr 2010 auf 11 % des weltweiten Gasbedarfs steigen. Zahlreiche neue Verflüssigungsanlagen, Export- und Import-Häfen sind in Planung. In Europa befanden sich 2007 sieben neue LNG-Terminals im Bau und zahlreiche weitere waren geplant. Auch die Kapazitäten der Exportstaaten werden rapide ausgebaut. Für viele europäische Staaten wird LNG in den nächsten beiden Dekaden ein festes Standbein in der Erdgasversorgung werden.

Die Entwicklung des zukünftigen Erdgasverbrauchs in Deutschland hängt von zahlreichen Faktoren ab. Je nach Szenario (vgl. Abb. 4-4 sowie auch Kap. 3) wird die in Deutschland genutzte Gasmenge in den nächsten zehn Jahren in etwa auf dem heutigen Niveau bleiben oder um bis zu 28% im Vergleich zum heutigen Erdgas-Primärenergieverbrauch sinken. Bis 2030 werden Minderungen im Gasverbrauch in einer Bandbreite von 20% bis zu 50% prognostiziert (Kirchner und Matthes 2009).

Der Rückgang des Erdgasaufkommens aus Deutschland und anderen EU-Ländern wird auch zu höheren prozentualen Anteilen Russlands und Norwegens am Erdgasaufkommen in Deutschland führen. Das bedeutet aber nicht unbedingt, dass aus diesen Ländern auch mehr Gas importiert werden wird. Wahrscheinlich, so das hier betrachtete Szenario, bleiben die importierten Mengen in etwa auf heutigem Niveau, d.h. bei ca. 37 – 38 Mrd. m³ aus Russland und 27 – 29 Mrd. m³ aus Norwegen. In höheren Aufkommensprognosen kann die Zufuhr aus Russland auf bis zu 50 Mrd. m³ und aus Norwegen auf bis zu 35 Mrd. m³ steigen. Wie bereits erwähnt sind die Gasabnahmemengen aber in langfristigen Verträgen festgelegt,

so dass sich Änderungen der Gaslieferstrukturen nur über größere Zeiträume hinweg ergeben.

Beim Gasaufkommen ist aber auch zu beachten, dass Deutschland als Transitland weiter an Bedeutung gewinnen wird. Das bedeutet eine stärkere Entkopplung des Aufkommens bzw. der Importmengen nach Deutschland vom tatsächlichen Verbrauch in Deutschland.

Entwicklung der Gasproduktion in Russland

Das russische Erdgas für den Export nach Europa stammt ganz überwiegend aus den west-sibirischen Erdgasfeldern der Nadym-pur-Taz Region. Der Transport erfolgt derzeit über zwei Hauptkorridore: Der **Nordkorridor** - auch *Northern Lights* oder *Nordlicht* genannt – hat eine Länge von rund 4.300 km und führt über die Transitländer Weißrussland und Polen bis nach Frankfurt an der Oder. Der **Mittlere Korridor** (*Brotherhood* bzw. *Brüderschaft*) erstreckt sich über eine Gesamtlänge von 5.500 km durch Zentralrussland über die Transitländer Ukraine, Slowakei und Tschechien bis hin zur deutschen Grenze bei Waidhaus in Bayern ,vgl. (Wuppertal Institut 2005).



Abb. 4-5 Erdgasfernleitungsnetz und LNG-Terminals in Europa (vorhanden, in Bau oder Planung)

Quelle: (E.ON Ruhrgas 2008)

Die Struktur der russischen Erdgaswirtschaft wird sich in den kommenden Jahrzehnten deutlich verändern. Die bisher hauptsächlich für den Export bestimmten westsibirischen

Felder Urengoy, Jamburg und Medweze haben ihr Fördermaximum überschritten²⁹. Ihr Anteil an der russischen Erdgasförderung, der 2003 noch ca. 53 % betrug (dies entsprach ca. 60% der Gazprom-Produktion), wird kontinuierlich sinken. Stattdessen werden tiefere Förderschichten und vor allem neue kleinere Onshore- und Offshore-Felder von der staatlichen Gazprom, von unabhängigen Gasfördergesellschaften sowie durch die Ölindustrie erschlossen werden. Dazu kommt die geplante Erschließung größerer Felder auf der Yamal-Halbinsel und des Offshore-Felds Stockman in der Barentssee durch Gazprom bzw. ggf. Joint Ventures mit internationalen Firmen. Außerdem wird erwartet, dass der Import von Erdgas aus Turkmenistan sowie Kasachstan und Usbekistan stark ansteigen wird (vgl. Lechtenböhmer und Dienst 2008).

Entsprechend werden künftig auch neue Transportstrecken hinzukommen, um die Zufuhr aus den neuen Gasfeldern zu ermöglichen. Die im Bau befindliche **Ostseepipeline** – auch *Nord Stream Pipeline* genannt - soll mit einem entsprechenden Anschluss nach Murmansk Erdgasmengen des zu erschließenden Offshore-Feldes Stockmann nach Deutschland transportieren. Zusätzlich können über diese Pipeline Erdgasmengen aus Westsibirien nach Deutschland transportiert werden. Das jährliche Transportvolumen wird nach der ersten Bauphase 27,5 Mrd. m³ umfassen und sich nach der zweiten auf 55 Mrd. m³ erhöhen.

Die neu zu erschließende **Yamal Region** wird voraussichtlich zunächst über eine Anschlusspipeline an das Gasfeld Yamburg angeschlossen, von wo das Gas über die bestehenden Fernleitungsstrecken exportiert werden kann. In einem zweiten Schritt ist ein eigener Anschluss an den nördlichen Korridor sowie über diesen an die Ostseepipeline vorgesehen.

Die geplanten Importe aus **Turkmenistan** werden über die bestehende Zentralasiatische Pipeline bis nach Zentralrussland transportiert und können von dort über den mittleren Korridor nach Europa exportiert werden.

Insgesamt verfügt Russland über hinreichende Reserven, um seine Förderung und seinen Export auch in der Zukunft aufrechterhalten oder sogar deutlich steigern zu können. Entscheidend wird aber vor allem sein, inwieweit es Russland bzw. der russischen Gaswirtschaft gelingen wird, die dafür benötigten Investitionen zu tätigen. Hinzu kommt aber, dass Russland nach den USA der größte Erdgasverbraucher mit ca. 14 % am weltweiten Gasverbrauch ist (BP 2009). Da die Energienutzung sowohl in der Wohnungs- und Elektrizitätswirtschaft als auch in der Industrie gemessen an internationalen Standards noch immer sehr ineffizient ist, bestünden auch hier große Potenziale, weitere Gasmengen kostengünstig einzusparen. Diese freigesetzten Mengen würden dann z.B. für den Export zur Verfügung stehen.

4.4 Biomethan aus Biomasse

Biomethan ist die wichtigste inländische Option, die rückläufige Förderung zu kompensieren. Dieses aus Biomassen gewonnene Gas entspricht nach einer Aufbereitung dem herkömmlichen fossilen Erdgas und kann daher in das bestehende Gasnetz eingespeist werden.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten, Biomethan als Substitut für Erdgas herzustellen: Zum einen die Vergärung (Fermentation) verschiedener feuchter Biomassen wie etwa Ener-

²⁹ Die Exporte nach Deutschland und Europa stammen hauptsächlich aus diesen Feldern.

giepflanzen (Mais, Hirse, Roggen, Triticale, Ackergras, etc.) oder Reststoffe (Gülle, aber auch kommunale oder industrielle Abfälle) (FNR 2006) (FNR 2008), zum anderen die Vergasung von fester Biomasse (Holz). Letztere Option steht allerdings noch nicht im industriellen Maßstab marktreif zur Verfügung, so dass der Biomethan-Pfad in der Praxis in den nächsten Jahren auf die Fermentation begrenzt ist.

Seit rund zwei Jahren gibt es in Deutschland erste Projekte, durch anaerobe Fermentation erzeugtes Biogas auf Basis unterschiedlicher feuchter Biomasse bis auf Erdgasqualität aufzubereiten und ins vorhandene Erdgasnetz einzuspeisen³⁰. Rohbiogas als Produkt aus der Biogasanlage wird dazu im Wesentlichen entschwefelt, getrocknet, sowie das im Gas enthaltene CO₂ abgetrennt (UMSICHT 2008). Nach dieser Aufbereitung spricht man nicht mehr von Biogas, sondern von Biomethan, das nun ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden kann. Auf diese Weise ist das nun vorliegende Biomethan als gleichwertiger Ersatz von Erdgas für verschiedenste Anwendungen nutzbar.

Mit dem Schritt der Aufbereitung, Einspeisung und Verteilung über die bestehende Infrastruktur des Erdgasnetzes ist in der deutschen Biogasbranche ein Quantensprung erfolgt: Der Energieträger Biogas steht nun nicht mehr nur im kleinmaßstäblichen, lokal begrenzten Umfeld zur Verfügung. z.B. für die Verstromung in Blockheizkraftwerken an den Standorten der Biogasanlagen. Er kann als Biomethan nach der Einspeisung ins Erdgasnetz über die bestehende Verteilinfrastruktur über nahezu beliebige Distanzen zum Endverbraucher transportiert werden. Das Biomethan kann damit z.B. im Verkehrssektor oder in Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen an städtischen Standorten eingesetzt werden, wo eine bessere Nutzung der Wärmeerzeugung möglich ist als an den meisten Biogasanlagenstandorten.

Treibhausgasemissionen bei der Bereitstellung von Biomethan

Während der Einsatz, d.h. die Verbrennung, von Biomethan als annähernd „klima- bzw. CO₂-neutral“ angesehen werden kann, werden hingegen bei der Bereitstellung der Substrate (Anbau der Energiepflanzen) sowie bei der Fermentation und Aufbereitung Treibhausgas-Emissionen freigesetzt. Nach (Arnold und Vetter 2010) liegen diese bei optimierter Anlagentechnik, Rückführung der Gärreste aus der Biogasanlage und Anrechnung als Ersatz von Mineraldünger sowie unter Verwendung von regional angepassten Fruchtfolgen nach guter fachlicher Praxis bei rund 84 g CO_{2äq}/kWh_{Methan}. Dies entspricht derzeit rund einem Drittel der Emissionen von Erdgas (Verbrennung inkl. Bereitstellung: rund 230 g CO_{2äq}/kWh. Im weiteren Ausblick ist mit weiteren Optimierungen im Anlagenbau sowie der Substratbereitstellung zu rechnen, so dass sich der Vorteil gegenüber Erdgas eher vergrößern wird.

Die skizzierte Entwicklung geht mit einer Professionalisierung und Industrialisierung einher, die fragen lässt, welche Rolle Biomethan zukünftig als regionale, landwirtschaftliche und klimaverträgliche Ressource spielen wird. Im Jahr 2009 sind in Deutschland bereits auf rund 530.000 ha Energiepflanzen für die Biogasproduktion angebaut worden³¹. Somit hat in den letzten Jahren eine kontinuierliche Erhöhung der Fläche und damit eine Ausweitung der Biogas- und Biomethanbereitstellung stattgefunden (FNR 2007).

³⁰ Liste der Einspeiseprojekte unter www.biogaspartner.de

³¹ siehe Statistik zur Entwicklung der Anbaufläche unter www.fnr.de

Laut den Bestimmungen der Gasnetz-Zugangsverordnung³² (siehe §41a, auch (Volk 2009)) sollen nach dem Willen des Gesetzgebers bis zum Jahr 2020 sechs Milliarden Kubikmeter Biomethan ins deutsche Erdgasnetz eingespeist werden, bis zum Jahr 2030 ist diese Menge auf zehn Mrd. m³ zu erhöhen. Nach Einschätzung von (Arnold 2009) können diese Vorgaben bis zum Jahr 2020 nur zu rund einem Drittel, bis zum Jahr 2030 zu rund zwei Dritteln umgesetzt werden. Die Gründe dafür sind zum einen, dass das technische Potenzial an Ackerflächen für die Erzeugung von Biomethan zur Einspeisung in dieser Größenordnung vermutlich nicht nachhaltig vorhanden ist. Zum anderen werden aller Wahrscheinlichkeit nach die dafür notwendigen rund 100 - 150 neuen Einspeise-Projekte pro Jahr nicht realisiert werden können.

4.5 Exkurs: Die Rolle Russlands und die Sicherheit der deutschen und europäischen Gasversorgung

Die Sicherheit der Gasversorgung wurde und wird z.T. kontrovers diskutiert. Dabei liegt ein Fokus auf der Rolle und Zuverlässigkeit Russlands als größtem Gaslieferanten Deutschlands und der EU und auf der Rolle des Monopolexporteurs Gazprom.

Die Diskussion bezieht sich dabei auf den nennenswerten Marktanteil russischen Erdgases und eine dadurch mögliche Abhängigkeit der europäischen Kunden. Zudem rückte durch den sogenannten „Gas-Streit“ im Winter 2007/2008 und 2008/2009 zwischen Russland und der Ukraine und anderen Transitländern die Frage der Zuverlässigkeit der Transitrouten in den Mittelpunkt. Schließlich wird auch über die zukünftige Rolle des Unternehmens Gazprom und dessen Ambitionen, seinen Markt auf die europäischen Endkunden auszudehnen, spekuliert.

Erdgas als strategische Ressource

Russland sieht seine Energiereserven als strategisches Instrument an. Der möglichen Abhängigkeit Deutschlands und Westeuropas von Russland, das heute knapp 30% des in der EU und knapp 40% des in Deutschland eingesetzten Erdgases liefert, steht die Abhängigkeit der russischen Gasindustrie von den Exporterlösen entgegen. Mehr oder weniger direkt ist auch der russische Staat in diese Abhängigkeit eingebunden, da dessen Steuereinnahmen zu einem signifikanten Anteil aus der Gaswirtschaft stammen.

Von EU-Seite kann diese Abhängigkeit kurzfristig durch große Speicherkapazitäten (v.a. in Deutschland) und die Nutzung anderer Bezugsquellen abgemildert werden. Langfristig sind der erhöhte Einsatz von heimischem Biomethan (und anderen erneuerbaren Energien), die Nutzung flexiblerer Gasimporte über den wachsenden LNG-Markt (z.B. aus Nordafrika) und v.a. eine optimierte Energieeffizienz in den Anwendungen als Alternative zum Einsatz russischen Erdgases zu sehen. Dabei zeigen aktuelle Energieszenarien für Deutschland und die EU – bei allen Unterschieden im Detail –, dass sich die Abhängigkeit von Russland in den kommenden Jahren und Jahrzehnten prozentual nur leicht verstärken wird. Absolut gesehen wird der Einsatz russischen Gases vermutlich relativ stabil im Bereich der derzeit bezogenen Menge von knapp 40 Mrd. m³ pro Jahr bleiben. Nur Szenarien mit sehr hohen Nachfragen rechnen mit einem Anstieg auf bis zu 50 Mrd. m³.

³² s. www.gesetze-im-internet.de/gasnzv/BJNR221000005.html#BJNR221000005BJNG001400377

Für Russland dagegen besteht die Abhängigkeit vor allem in Bezug auf die Erlöse des Erdgasexports. Während der russische Absatzmarkt mit Preisen von rd. 90 \$ pro 1.000 m³ kaum Gewinne abwirft, zitierte die EIA (2008) für die Exporte nach Westeuropa für 2008 Preise von 370 \$. In den GUS-Staaten und dem Baltikum lagen die Preise nach dieser Quelle zwischen 100 und 280 \$. Entsprechend gab Gazprom für 2008 an, dass knapp 60% ihrer Erlöse aus dem Absatz nach Westeuropa und die Türkei stammten, während der Absatz in Russland mengenmäßig mit ca. 56% zwar den größten Anteil ausmachte, aber nur rd. 27% der Erlöse erwirtschaftete (Pleines 2009). Wie wichtig die Exporterlöse sind, zeigt z.B. die jüngst erfolgte Verschiebung größerer Investitionen bei der Erschließung der Bovanenکو-Felder auf der Yamal-Halbinsel sowie bei dem als Joint Venture mit Total und Statoil geplanten Offshore-Feld Schtockman. Der Investitionsaufschub wurde bei beiden Projekten mit gesunkener Erdgasnachfrage in Europa sowie gesunkener Weltmarktpreise für Gas begründet (EID 2010). Potentielle Alternativen zum Absatz nach Westeuropa sind für Russland Pipelineverbindungen nach Indien oder China sowie die Verflüssigung des Gases für den LNG-Weltmarkt. Sie erfordern jedoch einen weiteren Ausbau und erhebliche Investitionen und werden nur schrittweise zu entwickeln sein.

Insgesamt besteht also zwischen Russland und Westeuropa eine dynamische aber kurz- und mittelfristig kaum signifikant gefährdete gegenseitige Abhängigkeit. Denn die oben kurz angerissenen Entwicklungen sind sowohl auf westeuropäischer als auch auf russischer Seite langfristig angelegt. Anders zu beurteilen sind dagegen möglicherweise die Optionen der EU, Erdgas aus dem kaspischen Raum und dem Persischen Golf über von Russland unabhängige Pipelines zu beziehen, denn hierdurch könnte sich Westeuropa potentiell aus der Abhängigkeit lösen. Daher wird die entsprechende Pipeline (NABUCCO) von Russland sehr kritisch gesehen. Russland versucht aus diesem Grund die Realisierung dieser Leitungsverbindung zu vermeiden und bemüht sich gleichzeitig um einen größeren Schulterschluss der Gasproduzenten untereinander.

Transitrouten für russisches Erdgas

Die bisher aufgetretenen Probleme mit der Erdgasversorgung hingen ausschließlich mit dem konkreten Streit zwischen Russland und der Ukraine um Gaspreise und Durchleitungsgebühren zusammen. Russland ist bestrebt, die Preise für die Gaslieferungen an seine osteuropäischen Nachbarstaaten dem Weltmarktniveau anzupassen. Dabei wurde und wird die Geschwindigkeit dieser Anpassung auch von politischen Erwägungen geleitet. Die hiervon z.T. stark ökonomisch betroffenen ehemaligen Sowjetrepubliken Weißrussland und Ukraine versuchen in diesem Streit auch ihre strategische Rolle als Transitländer für das zentrale russische Exportgut Erdgas einzusetzen. Dies führte im Winter Anfang 2006 zu Lieferunterbrechungen, die bis nach Mitteleuropa (Slowakei, Serbien) spürbar waren.

Unter anderem aus diesem Grund hat sich die EU entsprechend stark in die Einigung zwischen Russland und der Ukraine eingeschaltet und versucht eine entsprechende Instrumentalisierung ihrer Gasversorgung zu vermeiden. Gleichzeitig ist Russland bestrebt, über die im Bau befindliche Ostseepipeline einen direkten Zugang zum zentralen deutschen Markt zu erhalten. Gerade für Deutschland wird hierdurch die Bedeutung der Ukraine und Weißrusslands als Transitländer und somit auch die Gefahr von Lieferunterbrechungen deutlich verringert.

Anders dagegen stellt sich die Situation für die mitteleuropäischen EU-Länder dar, die wie die Transitländer durch diese Pipeline ebenfalls umgangen werden und daher bei etwaigen Lieferunterbrechungen eine nachlassende Solidarität Deutschlands und ggf. der anderen großen EU-Länder befürchten. Gleichzeitig haben diese Länder als ehemalige Ostblockstaaten z.T. historisch begründete Sorgen vor einer einseitigen Abhängigkeit von Russland. Hier müsste die EU entsprechende Garantiererklärungen für diese Länder entwickeln bis hin zur Umstrukturierung des dort bisher unidirektional von Ost nach West ausgelegten Leitungsnetzes, damit in solchen Fällen ggf. auch Gaslieferungen aus Westen oder sogar im Umweg über die Ostseepipeline erfolgen könnten.

Die Rolle der Gazprom im Europäischen Endkundenmarkt

Die mehrheitlich im Besitz des Russischen Staates befindliche Gazprom ist der Monopolexporteur für russisches Erdgas. Gazprom verfolgt unter anderem die Strategie, sich im westeuropäischen Endkundengeschäft stärker zu etablieren, um damit im Rahmen einer vertikalen Integration einen größeren Teil der Wertschöpfungskette des Erdgases abzudecken. Allerdings wird diese Strategie nicht nur von Konkurrenten kritisch gesehen. Die Argumente laufen vor allem darauf hinaus, dass Russland EU-Unternehmen nicht im gleichen Maße erlaubt, ihre Geschäfte entlang der Wertschöpfungskette „upstream“, d.h. in Richtung Ferngastransport und Förderung in Russland auszudehnen. Beteiligungen von EU-Unternehmen in der russischen Gaswirtschaft beziehen sich bislang fast ausschließlich auf eine gemeinsame Erschließung von Gasfeldern in Joint-Ventures. Der Fernleitungsbereich dagegen verbleibt strategisches Monopol der Gazprom.

Fazit

Russland ist der größte Erdgaslieferant der EU und gleichzeitig ist die EU wichtigster Kunde des russischen Hauptexportprodukts, das direkt und indirekt nennenswert zum russischen Staatshaushalt beiträgt. Hierdurch entsteht eine gegenseitige Abhängigkeit, die noch verstärkt wird durch die Tatsache, dass die pipelinegebundenen Lieferbeziehungen auch technisch von beiden Seiten nur langfristig verändert werden können. Da diese Abhängigkeit potentiell von beiden Seiten ausgenutzt werden könnte, muss sie im Zeitverlauf vor dem Hintergrund alternativer Absatzmöglichkeiten für Russland aber auch alternativer Bezugsquellen für die EU immer wieder austariert werden. Generell scheint dieses Gleichgewicht momentan – wie auch in den vergangenen Jahrzehnten – nicht grundsätzlich gefährdet zu sein. Die spürbaren Krisen in den letzten Jahren bezogen sich vor allem auf die Rolle der osteuropäischen Transitländer, die u.a. durch die Diversifizierungsstrategie Russlands durch den Bau weiterer Exportleitungen gefährdet ist. Dies betrifft in Bezug auf Deutschland vor allem die Nordstream-Pipeline durch die Ostsee. Sie führt direkt vom russischen auf deutsches Territorium und wird in ihrem Endausbauzustand in der Lage sein, rd. 55 Mrd. m³ Erdgas pro Jahr nach Deutschland zu transportieren. Das entspräche mehr als die gesamten russischen Exporte nach Deutschland, die heute bei etwa 40 Mrd. m³ pro Jahr liegen. D.h. auch wenn neue Pipelines wie die Ostseepipeline möglicherweise die Konflikte Russlands mit der Ukraine und Weißrussland verstärken und deren Position gegenüber Russland deutlich verschlechtern, verringert sie signifikant die Gefahr, dass Deutschland von Lieferunterbrechungen betroffen sein wird.

Insgesamt ist bei allen möglichen Spannungen auch in der Zukunft keine ernsthafte und vor allem dauerhafte Gefährdung der Gaslieferungen aus Russland zu erwarten, zumindest so lange, wie die gegenseitige Abhängigkeit im Wesentlichen weiterbestehen bleibt.

5 Schlussfolgerungen

Erdgas ist unter den fossilen Brennstoffen derjenige, der am saubersten und mit den geringsten CO₂- und Treibhausgasemissionen verbrennt. Dabei ist es vergleichsweise komfortabel in der Anwendung und vielseitig einsetzbar. Für den leitungsgebundenen Energieträger Erdgas steht ferner eine bereits gut ausgebaute Transport- und Speicherinfrastruktur zur Verfügung.

Um langfristig ambitionierte Klimaschutzziele erreichen zu können, kann Erdgas daher eine wichtige Brückenfunktion hin zu erneuerbaren Energien einnehmen. Dafür ist es wichtig, Strategien zum sinnvollen Einsatz von Erdgas und zur weiteren Verbrauchsminderung auf der Nachfrageseite als auch zur weiteren Diversifizierung auf der Anbieterseite zu entwickeln.

Anwendungen von Erdgas

Das wichtigste Strategieelement auf der Nachfrageseite ist, erhebliche Erdgasmengen im Wärmemarkt einzusparen und damit auch Raum für eine vermehrte Anwendung im Strommarkt zu öffnen.

Die Einsparpotenziale im **Wärmemarkt** sind gewaltig: Insbesondere durch eine ambitionierte energetische Gebäudesanierung im Bestand ließe sich – auf das einzelne Objekt bezogen – der Heizenergiebedarf um bis zu 80 % reduzieren. Aber auch durch den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energieträger wie Solarenergie, Biomasse, Umwelt- und geothermischer Wärme können große Mengen – je nach Anwendungsfall zwischen 15 % bis 100 % – an Erdgas (und ebenso Heizöl) eingespart werden. Für den Restwärmebedarf sollten mittelfristig nur noch effiziente und innovative Erdgastechnologien zum Einsatz kommen, die bereits jetzt eine um bis zu 40 % verbesserte Energienutzung im Vergleich zur heutigen Referenz Erdgas-Brennwerttechnik ermöglichen. Dies sind insbesondere Brennwertkessel mit Solar-energieunterstützung, Erdgas-Wärmepumpen und Nahwärme- bzw. Objektversorgungen in Kraft-Wärme-Kopplung durch konventionelle Blockheizkraftwerke, Dampf- oder Stirlingmotoren sowie perspektivisch hocheffiziente Brennstoffzellen (dezentrale bzw. Mikro-KWK).

Im **Strommarkt** hingegen ist - solange eine Abhängigkeit von fossilen Kraftwerken besteht - eine Ausweitung der Erdgasanteile wünschenswert, da mit Erdgas betriebene Gas- und Dampfkraftwerke mit elektrischen Wirkungsgraden bis zu 60 % die höchste Effizienz aufweisen und weil Strom aus Gaskraftwerken insbesondere die relativ stark treibhausgasemittierende Stromerzeugung aus Kohlekraftwerken ersetzen kann. Kurz- und mittelfristig ist die Klimaschutzwirkung mit einem Reduktionspotenzial von ca. -50 % pro eingesetzter Kilowattstunde Erdgas im Stromsektor (inkl. KWK) erheblich größer als im Wärme- (Minderungspotenzial ca. -20 bis -25 %) oder auch Verkehrssektor (ca. -15 bis -20 %). Strategisch wäre es daher sehr sinnvoll, Erdgasmengen aus dem Wärme- in den Strom- bzw. KWK-Sektor zu transferieren, ohne dass dadurch – aus Sicht der Nachfrageseite – der absolute Erdgasbedarf Deutschlands steigen würde und sich die absolute Erdgasabhängigkeit vergrößern müsste.

Diese These unterstreichen gut übereinstimmend alle wichtigen **Klimaschutzszenarien** für Deutschland: In ihnen nimmt der absolute Primärenergiebedarf aller fossilen Energieträger (inkl. Kernenergie) stark zugunsten der erneuerbaren Energien ab (2020: -14 bis -47 % /

2030: -24 bis -69 % / 2050: -46 bis -96 %), während der Marktanteil von Erdgas *innerhalb* der Fossilen von 24 % in 2008 auf 29 bis 42 % in 2020, 32 bis 57 % in 2030 und 36 bis 85 % in 2050 zunimmt. Der absolute Erdgasverbrauch geht – je nach Szenario – von 3.091 PJ im Jahr 2008 um +8 bis -27% in 2020, +1 bis -51 % in 2030 und -17 bis -87 % in 2050 zurück. Insbesondere kurz- und mittelfristig (bis 2020 bzw. 2030) sehen die Szenarien Erdgas vorzugsweise in der Strom- und insbesondere der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung (KWK-Sektor) vor. Darüber hinaus übernehmen große und kleine (virtuelle) gasgefeuerte Regelkraftwerke wichtige Systemdienstleistungen zum Netzausgleich des fluktuierend eingespeisten Wind- und Solarstroms. Langfristig (bis 2050) wird Erdgas kaum noch in der reinen Stromerzeugung und Raumheizung eingesetzt werden, sondern schwerpunktmäßig nur noch in der KWK sowie der Prozesswärmebereitstellung.

Der Einsatz von Erdgas im **Verkehrssektor** wird hingegen auch mittel- bis langfristig mengenmäßig als untergeordnet angesehen. Die Verringerung von Luftschadstoffen um mehr als 50 % (z.B. bei Stickoxiden gegenüber Benzinmotor) bis zu 99 % (bei Rußpartikeln gegenüber Dieselmotor) kann bei der Verwendung von Erdgas als Kraftstoff (CNG) lokal zur Verbesserung der Luftqualität führen. Die im Verkehrssektor erzielbare Klimaschutzwirkung ist jedoch im Vergleich zu den Sektoren Wärme und Strom relativ gering (s.o.). Einsatzmotivation ist daher eher darin zu sehen, dass Erdgas ein Wegbereiter zum späteren Übergang in ein Versorgungssystem mit gasförmigen, regenerativ erzeugten Treibstoffen (z.B. Wasserstoff oder synthetisches Erdgas) sein könnte.

Bereitstellung von Erdgas

Während der Erdgaseinsatz langsam zurückgehen wird, wird die heimische Förderung in Deutschland und der EU in den nächsten Jahren signifikant sinken. Für diese ausfallenden Mengen stehen eine ganze Reihe von alternativen Quellen zur Verfügung. Deren quantitativ wichtigste ist der rückläufige Einsatz von Erdgas durch gesteigerte Anlagen- und Gebäudeeffizienz und durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Alternative Gasversorgungsquellen sind heimisches Biomethan, ein gesteigerter Bezug norwegischen und russischen Erdgases sowie mittelfristig der Einsatz verflüssigten Erdgases (LNG). Hierzu bedarf es des Ausbaus der LNG-Terminals in Deutschland und der EU, worüber der Bezug von verflüssigtem Erdgas aus Nordafrika, dem Nahen Osten oder anderen Ländern ermöglicht wird.

Eine zunehmende Abhängigkeit von Erdgasimporten aus Russland wird sich nur in eingeschränktem Maße ergeben. Die vorhandenen Szenarien gehen davon aus, dass die heutigen Importe aus Russland von aktuell 38% (2008) Marktanteil in Deutschland auf bis zu 44% (2030) steigen könnten. Die importierten Gasmengen werden weiterhin bei rund 40 Mrd. m³ pro Jahr liegen (2008: 42,3 Mrd. m³), die tatsächlichen Mengen hängen jedoch von der faktischen Nachfrageentwicklung ab. Gleichzeitig wird die Abhängigkeit Russlands von den Erlösen aus dem Erdgasverkauf auch mittelfristig bestehen bleiben, so dass auch Russland ein hohes Interesse an einem ungestörten Erdgasabsatz behalten wird. Die in den letzten Jahren vorgekommenen Unterbrechungen der Erdgaslieferungen, die vor allem auf Konflikte mit den Transitstaaten zurückzuführen waren, werden vor allem durch die neue Ostseepipeline für Deutschland eher unwahrscheinlich werden³³.

³³ Allerdings wird die Situation für die mitteleuropäischen Staaten und auch die politische Rolle der Transitländer in diesem Zusammenhang komplexer.

Erdgas als Brücke ins regenerative Zeitalter

Aus Klimaschutzgesichtspunkten und unter Berücksichtigung von Risikoaspekten in Bezug auf die Kernenergie kommt dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig verstärkter Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale eine ganz entscheidende Bedeutung zu. Für Deutschland ist dies perspektivisch insbesondere mit deutlich steigenden Anteilen von Windenergie- und Solarstrom verbunden, die durch hohe Fluktuationen in der Stromeinspeisung gekennzeichnet sind.

Aufgrund ihrer im Vergleich zu Kohle- oder auch Kernkraftwerken guten Regeleigenschaften, ihrer vergleichsweise geringen Kapitalkosten und geringen spezifischen Treibhausgasemissionen, haben Erdgaskraftwerke als Komplementärtechnologie zu der un stetigen Einspeisung der erneuerbaren Energien deutliche Vorteile. Ihnen kommt damit neben der reinen Stromerzeugung zukünftig eine wichtige Rolle in Bezug auf die Erbringung von Systemdienstleistungen zu. Erdgas-GuD- und Gasturbinenkraftwerke stabilisieren das Gesamtsystem, und flexibel einsetzbare Erdgas- oder Biogas-Blockheizkraftwerke mit Wärmespeicher ergänzen in virtuellen Kraftwerken in idealer Weise die durch Wind- und Solaranlagen geprägten dezentralen Strukturen. Mit der Entwicklung der „Power to Gas“ Technologie, also der synthetischen Erzeugung von Erdgas aus Strom, kann Erdgas inklusiv seiner vorhandenen Infrastruktur (Leitungsnetze und große Erdgasspeicher) perspektivisch auch zur elektrochemischen Speicherung erneuerbaren Stroms zur Anwendung kommen. Möglicherweise ist dies eine echte Alternative bzw. Ergänzung zum Stromtransport von den Erzeugungsschwerpunkten (z.B. Offshore-Windparks) zu den Verbrauchsschwerpunkten. Schließlich kann Erdgas den Weg in eine langfristig Wasserstoff basierte Energiewirtschaft ebnen, in dem nicht zuletzt in einer Übergangszeit Beimengungen von Wasserstoff über das Erdgasnetz transportiert werden.

Der Übergang in ein erneuerbares und klimaverträgliches Energiezeitalter geht nicht von heute auf morgen, sondern braucht Zeit und er braucht die richtigen Wegbereiter. Erdgasanwendungen in ihren vielschichtigen Schattierungen können dabei eine große Bedeutung zukommen und Erdgas damit eine entscheidende Brückenfunktion einnehmen.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- AEE (Hrsg.) (2010, Juni): Erneuerbare Energien und Grundlastkraftwerke: Ein Systemkonflikt. Agentur für erneuerbare Energien. Abgerufen von www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Praesentation_Systemkonflikt_online.pdf
- Alt, H. (2009): Zulässige Lastgradienten von Großkraftwerken. Fachhochschule Aachen. Abgerufen von www.alt-fh-aachen.de/downloads/Vorlesung%20EV/Hilfsb%2060%20Regelleistungsbereiche%20Lastgradienten%20Kraftwerke.pdf
- Arnold, K. (2009): Wissenschaftliche Begleitforschung zur Markteinführung von Biogas zur Einspeisung ins Erdgasnetz; im Auftrag der E.ON Ruhrgas AG. Unveröffentlichter Projektbericht; Wuppertal Institut, Wuppertal
- Arzt, I. (2010): Photosynthese 2.0. *Neue Energie - Das Magazin für erneuerbare Energien*, Bundesverband Windenergie, Berlin(10/2010), S. 35-36.
- Arnold und Vetter (2010): Arnold, Karin und Vetter, Armin: Klima- und Umwelteffekte von Biomethan: Anlagentechnik und Substratauswahl. Wuppertal Institut, Wuppertal; Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Jena. Wuppertal Paper, in Vorbereitung
- Atomforum & RWE (Hrsg.) (2009): Gradienten und regelbarer Leistungsbereich für verschiedene Kraftwerkstypen. Deutsches Atomforum e.V.; RWE Power AG. Abgerufen von www.kernenergie.de/kernenergie/Themen/Kernkraftwerke/Flexibilität/index.php Version:2009
- Barzantny, K.; Vomberg, S.; Achner, S. (2009): Klimaschutz: Plan B 2050 - Energiekonzept für Deutschland. (Greenpeace e.V., Hrsg.) (500. Aufl.). Hamburg. Abgerufen von http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/Plan_B_2050_lang.pdf.
- BP (2009): BP Statistical Review of World Energy. June 2009. London
- BDEW (Hrsg.) (2009a): Entwicklung der Energieversorgung 2008. Abgerufen von www.bdew.de (Mitglieder/Anwendungshilfen).
- BDEW (Hrsg.) (2009b): Erdgasabsatz in Deutschland 1990 bis 2008. Abgerufen von [www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Erdgasabsatz_in_Deutschland_1990-2007_in_Mrd_kWh/\\$file/09%2005%2007%20Erdgasabgabe%201990%20bis%202008p%20nach%20KG.pdf](http://www.bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Erdgasabsatz_in_Deutschland_1990-2007_in_Mrd_kWh/$file/09%2005%2007%20Erdgasabgabe%201990%20bis%202008p%20nach%20KG.pdf).
- BINE (Hrsg.) (2005): BINE Themen-Info II/05: Energieforschung – Erfolgsfaktor wirtschaftlicher Innovation. Fachinformationszentrum (FIZ) Karlsruhe GmbH. Abgerufen von <http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/themeninfos/publikation/energieforschung>.
- BMU (Hrsg.). (2010, Juli): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009 - Grafiken und Tabellen. Stand: Juli 2010. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgerufen von www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab_2009.pdf
- BMU (2010, August 4): Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgerufen von www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nationaler_aktionsplan_ee.pdf
- BMVBS (2004a): Die Kraftstoffstrategie der Bundesregierung; Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Berlin, 2004
- BMVBS (2004b): Bericht der Unterarbeitsgruppe "Kraftstoffmatrix" zum "Matrixprozess"; Hrsg.: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung; Berlin, 2004

- BMWi (2009): Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung. (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Hrsg.). Abgerufen von www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/energiestatistiken.html.
- BMWi (2010, August 10): Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi - Zahlen und Fakten: Energiedaten Nationale und Internationale Entwicklung (online-Excel-Datei Aug. 2010). Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin. Abgerufen von www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html
- DVG. (1991): Das versorgungsgerechte Verhalten thermischer Kraftwerke. Deutsche Verbundgesellschaft, Heidelberg.
- EFZ (2009): Ökologische Gründe für Erdgas als Kraftstoff; Abgerufen von www.erdgasfahrzeuge.de/fakten-und-gesetze.html am 22.12.09
- EIA (2008): Russia Energy Data, Statistics and Analysis - Oil, Gas, Electricity, Coal, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Russia/NaturalGas.html>
- EID (2010): Gazprom verschiebt Shtokman-Projekt, energie Informationsdienst, Meldung vom 8.2.2010
- Enquete Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2002): Endbericht der Enquete-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung". 14. Wahlperiode – Drucksache 14/9400. Bonn: Dt. Bundestag.
- E.ON Ruhrgas (2009): Erdgasfahrzeuge und CNG-Technik; Vortragsfolien von E.ON Ruhrgas; ohne Jahresangabe
- EURELECTRIC (2010): Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC - A.I.S.B.L., Brussels. Abgerufen von www.eurelectric.org/PowerChoices2050
- Eurostat / European Commission (2009a): Statistical aspects of the natural gas economy in 2008. Environment and Energy. Data in focus 16/09.
- Eurostat / European Commission (2009b): Energy, Yearly statistics 2007; eurostat Statistical books, 2009 edition. Luxembourg
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2006): Handreichung – Biogasgewinnung und -nutzung; 2. Aufl.; Institut für Energetik und Umwelt GmbH, Leipzig; Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig; Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Darmstadt.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2007): Daten und Fakten zu nachwachsenden Rohstoffen, Gülzow.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2008): Biogasbasisdaten Deutschland. Gülzow.
- Fischedick, M.; Esken, A.; Pastowski, A.; Schüwer, D.; Supersberger, N.; Viebahn, P.; Nitsch, J.; Bandi, A.; Zuberbühler, U.; Edenhofer, O. (2007): RECCS - Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologie (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Berlin. Abgerufen von www.wupperinst.org/de/info/entwd/index.html?&beitrag_id=519&bid=42&searchart=.
- Fraunhofer UMSICHT (2008): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008. Oberhausen.
- Hansen, J.; Sato, M.; Kharecha, P.; Beerling, D.; Berner, R.; Masson-Delmotte, V.; Pagani, M.; Raymo, M.; Royer, D. L.; Zachos, J. C. (2008): Target atmospheric CO₂: Where should humanity aim? Open Atmospheric Science Journal, 2(15)217–231.

- IER (Hrsg.) (2009, Oktober): Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio (Kurzfassung). Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universität Stuttgart. Abgerufen von www.ier.uni-stuttgart.de/publikationen/pb_pdf/Hundt_EEKE_Kurzfassung.pdf
- Kirchner, A.; Matthes, F. C. (2009): Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050. Vom Ziel her denken. (WWF, Hrsg.). Basel/Berlin.
- Lechtenböhrmer S. & Dienst C. (2008): Treibhausgas-Emissionen zukünftiger Erdgas-Bereitstellung für Deutschland. UWSF – Z Umweltchem Ökotox 20 (2) 133–144
- Matthes, F. C.; Markewitz, P.; Dieckmann, J.; Eichhammer, W.; Ziesing, H. (2009): Politiksszenarien für den Klimaschutz V - Auf dem Weg zum Strukturwandel. Treibhausgas-Emissionsszenarien bis zum Jahr 2030. (Umweltbundesamt, Hrsg.) Climate Change. Dessau-Roßlau.
- Muschel, R. (2010, Juni 12): Kernkraftwerk Neckarwestheim I ist ein Stromfresser. Freiburg. Abgerufen von www.badische-zeitung.de/suedwest-1/kernkraftwerk-neckarwestheim-i-ist-ein-stromfresser--32164130.html
- Nitsch, J. (2008): Leitstudie 2008: Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschlands und Europas. Stuttgart: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch, J.; Wenzel, B. (2009): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland- Leitszenario 2009. Umweltpolitik. Stuttgart: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- OECD/IEA (2008a): Development of Competitive Gas Trading in Continental Europe. How to achieve workable gas trading in European countries? – IEA information paper. Paris
- OECD/IEA (2008b): Natural Gas Information 2008 with data 2007. International Energy Agency. Paris
- Pleines, H. (Hg.) (2009): Der russisch-ukrainische Erdgaskonflikt vom Januar 2009, Februar 2009, Arbeitspapiere und Materialien – Forschungsstelle Osteuropa, Bremen, Materialanhang
- Ramesohl, S. (2009): Präsentation: Innovative Gasanwendung - Herausforderung und Chance. e.on Ruhrgas, Kompetenz-Center Anwendungstechnik (TF), Essen.
- Reimer, N. (2010, August 6): Der doppelte Atomskandal. taz, Berlin. Abgerufen von www.taz.de/1/archiv/print-archiv/printressorts/digi-artikel/?ressort=wu&dig=2010%2F08%2F06%2Fa0061&cHash=88910ccbc6
- Roggenbau, M. (1999): Kooperation der Übertragungsnetzbetreiber zur Minutenreservehaltung in elektrischen Verbundsystemen. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
- Schüwer, D. (2008): MINI-Technologiefolgenabschätzung Gas-Wärmepumpe - im Rahmen des BMU-Projektes „Energiebalance“. Abgerufen von www.wupperinst.org/de/projekte/proj/index.html?&projekt_id=192&bid=136.
- Sterner, M., Saint-Drenan, Y., Gerhardt, N., von Oehsen, A., Rohrig, K., & Schmid, J. (2010, April 21): Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien auf konventionelle Kraftwerke – Lösungen zur EE-Integration (Präsentation auf dem Forum Zukunftsenergien, Berlin). IWES Kassel. Abgerufen von www.zukunftsenergien.de/hp2/downloads/vortraege/sterner-zur_veroeffentlichung.pdf
- TU Dortmund (Hrsg.) (2009, Mai 13): Wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatzplanung und Lastaufteilung eines Kraftwerksbetreibers. Technische Universität Dortmund; Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft. Abgerufen von www.esw.e-technik.tu-dortmund.de/cms/de/Lehre/Laborpraktika/Bachelor_Elektro-Informationstechnik/Anleitungen/BENT_02.pdf

- Urban et al. (2009): Beseitigung technischer, rechtlicher und ökonomischer Hemmnisse bei der Einspeisung biogener Gase in das Erdgasnetz zur Reduzierung klimarelevanter Emissionen durch Aufbau und Anwendung einer georeferenzierten Datenbank – Strategieentwicklung zur politischen und techno-ökonomischen Umsetzung
- Verbundnetz Gas AG (2009): Erdgasverbrauch und Lieferquellen (Deutschland, 1980-2003); dargelegt unter: http://www.gas-auskunft.de/index.php?phpurl=Gas_Infos.php?ID=16 (abgerufen 11.12.09)
- VGB Power Tech (Hrsg.) (2004): Konzeptstudie Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen (RWK NRW) : Förderkennzeichen 85.65.69.-T-138 (2004. Aufl.). Essen: VGB PowerTech Service GmbH Verl. techn.-wiss. Schriften.
- Volk, Gerrit (2009): GasNZV: Aktuelle Situation und offene Fragen. Bundesnetzagentur, Vortrag bei Biogaspartner – die Konferenz, 26.11.2009, Berlin
- WBGU (2009): Kassensturz für den Weltklimavertrag - der Budgetansatz : Sondergutachten 2009. Berlin: Wissenschaftlicher Beirat Globale Umweltveränderungen. Abgerufen von www.wbgu.de/wbgu_sn2009.html.
- Wikipedia (2009a): Erdgasfahrzeuge (Stand 26.11.09); Abgerufen von <http://de.wikipedia.org/wiki/Erdgasmotor> am 22.12.09
- Wikipedia (2009b): Abgasnorm; Abgerufen von <http://de.wikipedia.org/wiki/Abgasnorm> am 22.12.2009
- Wuppertal Institut (2003): Bedeutung von Erdgas als neuer Treibstoff im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Abrufbar unter www.wupperinst.org/publikationen; Wuppertal, 2003
- Wuppertal Institut (2005): Greenhouse Gas Emissions from the Russian Natural Gas Export Pipeline System. Results and Extrapolation of Measurements and Surveys in Russia. A study on behalf of E.ON-Ruhr gas AG, in cooperation of Wuppertal Institute with Max Planck-Institut für Chemie; Mainz, Wuppertal.
- Wuppertal Institut (2006): Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH; Abrufbar unter www.wupperinst.org/publikationen; Wuppertal, 2006